

**Normes de fiabilité disponibles en suivi de
modifications (versions française et anglaise)**

A. ~~A.~~ Introduction

1. ~~1.~~ **Titre** : Déclaration des événements
2. ~~2.~~ **Numéro** : EOP-004-~~24~~
3. ~~3.~~ **Objet** : Améliorer la fiabilité du *système de production-transport d'électricité* en exigeant la déclaration des événements par les entités responsables.

4. ~~4.~~ Applicabilité :

4.1. ~~4.1.~~ **Entités fonctionnelles** : Aux fins des exigences et de l'annexe 1 ~~insérée dans~~ la présente norme EOP-004, les entités fonctionnelles suivantes seront désignées collectivement par le terme « entité responsable ».

- 4.1.1 ~~4.1.1.~~ *Coordonnateur de la fiabilité*
- 4.1.2 ~~4.1.2.~~ *Responsable de l'équilibrage*
- 4.1.3 ~~4.1.3.~~ *Propriétaire d'installation de transport*
- 4.1.4 ~~4.1.4.~~ *Exploitant de réseau de transport*
- 4.1.5 ~~4.1.5.~~ *Propriétaire d'installation de production*
- 4.1.6 ~~4.1.6.~~ *Exploitant d'installation de production*
- 4.1.7 ~~4.1.7.~~ *Distributeur*

5. ~~Dates~~ **Date** d'entrée en vigueur :

~~Le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après- Voir le plan de mise en œuvre de la date d'approbation de cette norme par les autorités réglementaires pertinentes. Dans les territoires où aucune approbation réglementaire n'est requise, la norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir six mois après la date d'adoption de cette norme par le conseil d'administration de la NERC, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO.~~

~~6.~~ Contexte :

5. ~~La NERC a constitué en 2009 une équipe pour la demande d'autorisation de norme (SAR) afin d'étudier et proposer des révisions aux normes de fiabilité CIP-001 et EOP-004. L'équipe devait considérer les points suivants :-4.~~

- ~~1.— La norme CIP-001 pourrait être fusionnée avec la norme EOP-004 afin d'éliminer les redondances.~~
- ~~2.— Les actes de sabotage doivent être déclarés au « DOE » dans le cadre de la norme EOP-004.~~
- ~~3.— Les renvois spécifiques au formulaire du « DOE » doivent être éliminés.~~
- ~~4.— La norme EOP-004 comportait certaines lacunes « à combler ».~~

~~Le développement incluait d'autres améliorations aux normes jugées appropriées par l'équipe de rédaction, avec le consensus des parties prenantes, en vue d'établir des normes de fiabilité du système de production-transport d'électricité de grande qualité, exécutoires et techniquement suffisantes.~~

~~Le SAR du projet 2009-01, déclaration des perturbations et des actes de sabotage a été passé au stade de développement de norme, en août 2009, par le Comité de la NERC. L'équipe de rédaction de norme sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (DSR SDT) a été constituée vers la fin de 2009.~~

~~Le DSR SDT a développé un document conceptuel pour solliciter les commentaires des parties prenantes sur les concepts en matière de déclaration que l'équipe de rédaction de norme avait développés. Sur la feuille de route, la publication du document conceptuel recherchait les commentaires des parties prenantes qui seront utilisés par le DSR SDT pour la mise à jour ou la révision des normes CIP-001 et EOP-004. Le document conceptuel fournissait aux parties prenantes l'information de fond et la réflexion du DSR SDT. Le DSR SDT a examiné les normes existantes, le SAR, les questionnements contenus dans la base de données des questionnements de la NERC et les directives de l'Ordonnance 693 de la FERC pour déterminer un plan de cheminement prudent en respect de la révision de ces normes.~~

B. ~~B.~~ Exigences et mesures

- E1. ~~E1.~~ Chaque entité responsable doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements conforme à l'annexe 1 de la norme EOP-004-~~24~~ qui inclut le ou les protocoles de déclaration à l'organisation/l'organisme de fiabilité électrique et aux autres organisations/organismes (par exemple *l'entité régionale*, le personnel de l'entreprise, le *coordonnateur de la fiabilité* de l'entité responsable, les autorités policières ou l'autorité/l'instance gouvernementale pertinente). [*Facteur de risque de la non-conformité : faible*] [*Horizon-de-temps : planification de l'exploitation*]

- M1.** ~~M1.~~—Chaque entité responsable ~~devra~~doit avoir un *plan d'exploitation* de déclaration des événements daté qui inclut ~~mais sans s'y limiter,~~ le ou les protocoles et chaque organisation ~~identifiée~~désignée pour recevoir une déclaration des événements pour les types d'événement spécifiés à l'annexe 1 de la norme EOP-004-24 et en conformité avec l'entité ~~reponsable~~responsable de la déclaration.
- E2.** ~~E2.~~—Chaque entité responsable doit déclarer les événements conformément~~spécifiés~~ à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4 aux entités spécifiées dans son plan d'exploitation de déclaration des événements dans les 24 heures suivant la connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour ~~un~~le type d'événement, ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant ~~si l'événement survient pendant une fin de semaine (reconnue comme la période comprise entre le vendredi de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h, heure locale, et le lundi à 8 h, heure locale).)~~. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : évaluation de l'exploitation des activités d'exploitation*]
- M2.** ~~M2.~~—Chaque entité responsable doit avoir des pièces justificatives de déclaration d'un événement aux entités spécifiées dans son plan d'exploitation de déclaration des événements, soit une copie du formulaire de l'annexe 2 de la norme EOP-004-24 dûment rempli ou un formulaire «DOE -OE-417 », ~~soit, elle doit aussi avoir~~ une pièce justificative de transmission (par exemple un journal d'exploitation ou un autre document d'exploitation, un enregistrement vocal, un courriel ou une confirmation de télécopie) attestant que la déclaration de l'événement a été transmise dans les 24 heures suivant ~~la~~connaissance de l'atteinte du seuil de déclaration prescrit pour ~~un~~le type d'événement ou au plus tard à la fin du jour ouvrable suivant ~~si l'événement survient survenu pendant une fin de semaine (reconnue comme la période comprise entre le vendredi de l'entité responsable (c'est-à-dire 16 h, heure locale, et le lundi à 8 h, heure locale). (E2)).~~
- ~~E3.~~—Chaque entité responsable doit valider toutes les coordonnées contenues dans le *plan d'exploitation* établi conformément à l'exigence E1 à chaque année civile. [*Facteur de risque de la non-conformité : moyen*] [*Horizon de temps : planification de l'exploitation*]
- ~~M3.~~—Chaque entité responsable doit avoir des registres datés pour démontrer qu'elle a validé toutes les coordonnées contenues dans son *plan d'exploitation* à chaque année civile. Ces pièces justificatives peuvent inclure, ~~mais sans s'y limiter,~~ des enregistrements vocaux datés et des journaux d'exploitation ou d'autre document de communication. (E3)

C. ~~C.~~ Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~1.1~~ Responsable des mesures pour assurer la conformité

~~L'entité régionale doit jouer le rôle de~~ Le terme « responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA), ~~à moins que l'entité pertinente soit détenue, exploitée) désigne la NERC ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'ERO₂ ou une toute~~ entité régionale approuvée par la FERC ou une autre autorité désignée par un organisme gouvernemental ~~pertinente doit jouer le rôle pertinent, dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité avec les normes de CEA~~ fiabilité obligatoires et exécutoires de la NERC.

1.2. ~~1.2~~ Conservation des pièces justificatives

L'entité responsable doit conserver les données ou les pièces justificatives attestant ~~de sa conformité tel qu'indiqué~~ selon les indications ci-dessous, à moins que son ~~responsable des mesures pour assurer la conformité~~ CEA lui ordonne de conserver des pièces justificatives spécifiques pour une plus longue période ~~de temps~~ dans le cadre d'une enquête :

Les périodes de conservation des pièces justificatives suivantes ~~identifient~~ indiquent la période ~~de temps~~ pendant laquelle une entité est tenue de conserver des pièces justificatives spécifiques afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation des pièces justificatives spécifiée ci-dessous est plus courte que le temps écoulé depuis le dernier audit, ~~le responsable des mesures pour assurer la conformité, le CEA~~ peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis le dernier audit.

- ~~•~~ Chaque entité responsable doit conserver le *plan d'exploitation* courant ainsi que chaque version produite depuis le dernier audit aux fins de l'exigence E1 et de la mesure M1.
- ~~•~~ Chaque entité responsable doit conserver une pièce justificative de ~~leurs~~ sa conformité depuis le dernier audit aux fins ~~des exigences de l'exigence E2, E3 et des mesures de la mesure M2, M3.~~ des exigences de l'exigence E2, E3 et des mesures de la mesure M2, M3.

Si une entité responsable est jugée non conforme, elle doit conserver l'information relative à la non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période spécifiée ci-dessus, selon la période la plus longue.

~~Le responsable des mesures pour assurer la conformité~~ Le CEA doit conserver les dossiers du dernier audit et tous les dossiers d'audit demandés et présentés subséquemment.

1.3. ~~1.3~~ — Processus de surveillance et de mise en application des normes

~~Audit de conformité~~

~~Déclaration sur la conformité~~

~~Contrôle ponctuel~~

~~Enquête sur la conformité~~

~~Déclaration de~~ Selon la définition des règles de procédure de la NERC, l'expression « programme de surveillance et de mise en application des normes » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité avec la norme de fiabilité.

Niveaux de gravité de la non-conformité

Plainte

~~1.4 — Autres informations sur la conformité~~

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E#Ex.	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère/Critique
E1	Planification de l'exploitation	Faible	L'entité responsable avait un <u>plan d'exploitation de déclaration des événements</u> , mais a omis d'inclure celui-ci omettait un type d'événement <u>applicable pertinent</u> .	L'entité responsable avait un <u>plan d'exploitation de déclaration des événements</u> , mais a omis d'inclure celui-ci omettait deux types d'événement <u>applicables pertinents</u> .	L'entité responsable avait un <u>plan d'exploitation de déclaration des événements</u> , mais a omis d'inclure celui-ci omettait trois types d'événement <u>applicables pertinents</u> .	L'entité responsable avait un <u>plan d'exploitation de déclaration des événements</u> , mais a omis d'inclure celui-ci omettait au moins quatre types d'événement <u>applicables ou plus pertinents</u> . OU L'entité responsable n'avait pas de <u>plan d'exploitation de déclaration des événements</u> .
E2	Évaluation de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable a soumis/transmis une déclaration d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires <u>exigés prescrits, mais avec un retard d'au plus de 24 heures mais en-</u>	L'entité responsable a soumis/transmis une déclaration des événements d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires <u>exigés prescrits, mais avec un retard de plus de</u>	L'entité responsable a soumis/transmis une déclaration des événements d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires <u>exigée prescrits, mais avec un retard de plus de</u>	L'entité responsable a soumis/transmis une déclaration des événements d'événement (par écrit ou verbalement) à tous les destinataires <u>exigés prescrits, mais avec un retard de plus de</u>

Cellules supprimées
Cellules supprimées

E/Ex.	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère/Critique
			<p>36 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements l'échéance.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis/transmis une déclaration des événementsd'événement (par écrit ou verbalement) à une des entités identifiées/spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur dans un délai de 24 heures h ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.</p>	<p>36 heures mais en 24 h et d'au plus 48 heures ou moins après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements l'échéance.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis/transmis une déclaration des événementsd'événement (par écrit ou verbalement) à deux des entités identifiées/spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur dans un délai de 24 heures h ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.</p>	<p>48 heures mais en 60 heures ou moins et d'au plus 72 h après l'atteinte d'un seuil de déclaration des événements l'échéance.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis/transmis une déclaration des événementsd'événement (par écrit ou verbalement) à trois des entités identifiées/spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur dans un délai de 24 heures h ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.</p>	<p>60 heures 72 h après l'atteinte d'un seuil de déclaration l'échéance.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis/transmis une déclaration des événementsd'événement (par écrit ou verbalement) à au moins quatre des entités identifiées ou plus spécifiées dans son <i>plan d'exploitation</i> de déclaration des événements à l'intérieur dans un délai de 24 heures h ou avant la fin du jour ouvrable suivant, selon le cas.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas soumis/transmis de déclaration pour un</p>

Cellules supprimées

Cellules supprimées

E#Ex.	Horizon de temps	Facteur de risque de la non-conformité	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			Faible	Modéré	Élevé	Sévère/Critique
						événement despécifié à l'annexe 1 de la norme EOP-004-4.
E3	Planification de l'exploitation	Moyen	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard par moins d'un mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 75 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard par plus d'un mois civil mais par moins de deux mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 50 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard par plus de deux mois civil mais par moins de trois mois civil. OU L'entité responsable a validé au moins 25 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.	L'entité responsable a validé toutes les coordonnées contenues dans le plan d'exploitation, mais était en retard de trois mois civil ou plus. OU L'entité responsable a validé moins de 25 % des coordonnées contenues dans le plan d'exploitation.

Cellules supprimées

Cellules supprimées

D.

D. Différences régionales

Aucune.

E. Interprétations

Aucune

F. — Références

Principes directeurs et justification
technique (annexé)

E. Documents connexes

[Lien vers le plan de mise en œuvre et d'autres documents connexes importants.](#)

EOP-004-4 – Déclaration des événements

EOP-004 – Annexe 1 : Événements à déclarer

REMARQUE : Lorsque les conditions sont défavorables (par exemple, des conditions météorologiques sévères, des événements multiples, etc.), il peut être impossible de déclarer les dommages causés par un événement et de produire une déclaration d'événement par écrit à l'intérieur du délai de la norme. Dans de tels cas, l'entité responsable touchée doit aviser les intervenants conformément à l'exigence E2 et fournir toute l'information dont elle dispose au moment de ~~l'avis-la~~ notification. Soumettre les déclarations à l'ERO ~~par l'entremise~~ de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc.netsystemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780, option 1).

Soumettre l'annexe 2 de la norme EOP-004 (ou DOE -OE-417) conformément aux exigences E1 et E2.

Justification de l'annexe 1

Abaissement de la tension dans tout le réseau par suite d'une urgence sur le BES – Le TOP assure l'exploitation du réseau et est la seule entité en mesure de mettre en œuvre un abaissement de la tension dans tout le réseau.

Perte totale des moyens de *communication interpersonnelle* et des moyens de *communication interpersonnelle de rechange* dans son centre de contrôle du BES comptant du personnel – Afin d'harmoniser la norme EOP-004-4 avec la norme COM-001-2.1. La norme COM-001-2.1 emploie le terme *communication interpersonnelle*, défini ainsi dans le glossaire de la NERC : « Tout moyen de communication par lequel au moins deux personnes peuvent interagir, se consulter ou échanger de l'information. » Le glossaire de la NERC définit ainsi le terme *communication interpersonnelle de rechange* : « Toute *communication interpersonnelle* pouvant servir de solution de rechange à la *communication interpersonnelle* normalement utilisée pour l'exploitation courante, mais n'utilisant pas la même infrastructure ou le même moyen de communication. »

Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle d'un centre de contrôle du BES – Reformulation en « Perte totale des capacités de surveillance ou de contrôle dans son centre de contrôle du BES comptant du personnel pendant au moins 30 minutes sans interruption » afin de clarifier le « seuil de déclaration » et d'assurer une meilleure concordance avec le processus d'analyse d'événement de l'ERO.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Dommmage ou destruction d'une installation	RC, BA, TOP	Dommmage ou destruction d'une installation dans sa zone de de fiabilité, dans sa zone d'équilibrage ou dans la zone d'exploitant de réseau de transport, qui entraîne <u>une ou</u> des actions visant à éviter une <i>urgence sur le système de production-transport d'électricité (BES)</i> .
Dommmage ou destruction d'une <u>de son</u> installation	BA, TO, TOP, GO, GOP, DP	Dommmage ou destruction de son installation, découlant d'une action humaine délibérée avérée ou présumée. <u>Il n'est pas nécessaire de déclarer un vol, sauf s'il compromet l'exploitation normale de l'installation.</u>
Menaces physiques à <u>un</u> installation	BA, TO, TOP, GO, GOP, DP	Menace physique à son installation, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de dégrader <u>compromettre</u> l'exploitation normale de l'installation. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans une installation. <u>Ne pas déclarer un vol sauf s'il dégrade l'exploitation normale de l'installation.</u>
Menaces physiques à <u>un</u> centre de contrôle du BES	RC, BA, TOP	Menace physique à son centre de contrôle du BES, à l'exclusion des menaces liées à une catastrophe naturelle ou aux conditions météorologiques, qui ont le potentiel de dégrader l'exploitation <u>compromettre l'exploitation</u> normale du centre de contrôle. OU Dispositif suspect ou activité suspecte dans <u>un</u> centre de contrôle du BES.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Urgence sur le BES nécessitant un Appel au public pour réduire la charge <u>par suite d'une urgence sur le BES</u>	L'entité à l'origine de l'appel au public est responsable de la déclaration <u>BA</u>	Diffusion d'un Appel au public <u>en vue de</u> pour réduire la charge <u>afin de maintenir la continuité du BES.</u>
Urgence sur le BES nécessitant un Abaissement de la tension sur dans tout le réseau <u>par suite d'une urgence sur le BES</u>	L'entité à l'origine de l'abaissement de tension est responsable de la <u>déclaration</u> <u>TOP</u>	Abaissement de tension sur tout le réseau de 3 % ou plus.
Urgence sur le BES nécessitant un délestage manuel de charge ferme	L'entité à l'origine du délestage manuel est chargée de la <u>déclaration</u>	Délestage manuel de charge ferme <u>≥ 100 MW.</u>
Délestage de charge ferme par suite d'une urgence sur le BES entraînant un délestage automatique de charge ferme	DP, TC, BA ou <u>TOP</u> <u>initiateur</u>	Délestage (manuel ou automatique) de charge ferme <u>≥ 100 MW (par des automatismes de délestage en sous-tension ou en sous-fréquence, ou par des SPS/RAS).</u> <u>100 MW.</u>
Excursion de tension dans une installation <u>par suite d'une urgence sur le BES</u>	<u>TOP</u>	Observé dans sa zone une excursion de <u>±</u> Excursion d'au moins <u>10 %</u> de la tension nominale pendant <u>≥ 15 minutes</u> continues <u>sans interruption.</u>

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Dépassement des IROL (toutes les Interconnexions) ou des SOL pour les chemins de transfert majeurs de WECC (WECC seulement)	RC	Exploite à l'extérieur des IROL pendant une durée plus longue que la IROL T_v (toutes les Interconnexions) ou exploite à l'extérieur des SOL pendant plus de 30 minutes pour les chemins de transfert majeurs de WECC (WECC seulement).
Perte de charge ferme <u>par suite d'une urgence sur le BES</u>	BA, TOP, DP	Perte <u>non maîtrisée</u> de charge ferme pour <u>\geq 15 minutes, attribuable à un seul incident</u> : <u>\geq 300 MW</u> pour les entités dont la demande de <u>pointe de</u> l'année précédente est \geq 3 000 ; OU <u>\geq 200 MW</u> pour toutes les autres entités.
Séparation du réseau (îlotage)	RC, BA, TOP	Chaque séparation entraînant la formation d'un îlot de \geq 100 MW.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte de production	BA, GOP	<p>Perte de production totale, à l'intérieur d'une minute, de :</p> <p>≥ 2 000 MW pour les entités de l'Interconnexion de l'Est-ou, de l'Ouest <u>et du Québec</u> ;</p> <p>OU</p> <p>≥ 1 000 MW pour les entités de l'ERCOT ou de l'Interconnexion du Québec <u>ERCOT</u>.</p> <p><u>La perte de production est utilisée pour déclarer des indisponibilités forcées et non des situations météorologiques ou l'indisponibilité d'une source d'énergie pour une ressource de production décentralisée.</u></p>
Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)	TO, TOP	Perte totale de l'alimentation électrique externe affectant une centrale nucléaire en production selon les <i>exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire</i> .
Perte de transport	TOP	Perte imprévue dans sa zone, contraire à la conception, de trois <u>éléments installations du BES</u> ou plus causée par une perturbation commune (à l'exclusion d'un réenclenchement automatique réussi).
Évacuation imprévue d'une de son centre de contrôle du BES	RC, BA, TOP	Évacuation imprévue d'une de son installation de centre de contrôle du BES pour une durée <u>continue</u> de 30 minutes continues ou plus.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Type d'événement	Entité responsable de la déclaration	Seuil de déclaration
Perte totale de capacité des communications vocales <u>Perte totale des moyens de communication interpersonnelle et des moyens de communication interpersonnelle de rechange dans son centre de contrôle du BES comptant du personnel</u>	<i>RC, BA, TOP</i>	Perte totale de capacité des communications vocales affectant un <u>moyens de communication interpersonnelle et des moyens de communication interpersonnelle de rechange dans son</u> centre de contrôle du <i>BES</i> <u>comptant du personnel</u> pour une durée <u>continue</u> de 30 minutes continues ou plus.
Perte totale de la capacité <u>des capacités</u> de surveillance <u>ou de contrôle dans son centre de contrôle du BES comptant du personnel</u>	<i>RC, BA, TOP</i>	Perte totale de capacité de surveillance d'un <u>ou de contrôle dans son</u> centre de contrôle du <i>BES</i> <u>comptant du personnel</u> pour une durée <u>continue</u> de 30 minutes continues ou plus, rendant inopérante la capacité d'analyse (par exemple, l'estimateur d'état ou l'analyse des contingences).

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

EOP-004 – Annexe 2 : Formulaire de déclaration des événements

Utiliser ce formulaire pour déclarer les événements. L'organisation/l'organisme de fiabilité électrique (ERO) acceptera le formulaire ~~du~~ DOE OE-417 au lieu de ce formulaire si l'entité est ~~obligé~~**obligée** de soumettre un rapport OE-417. Soumettre les déclarations à l'ERO ~~par l'entremise~~ de l'une ou l'autre des façons suivantes : courriel (systemawareness@nerc-net.systemawareness@nerc.net), télécopieur (404 446-9770) ou téléphone (404 446-9780) ~~, option 1~~. Transmettre aussi le formulaire aux autres organisations visées par l'exigence E1 : « ... (par exemple l'entité régionale, le personnel de l'entreprise, le coordonnateur de la fiabilité de l'entité responsable, les autorités policières ou l'instance gouvernementale pertinente). »

Tâche		Commentaires
1.	<p>EntitéL'entité remplissant la déclaration doit inclure :</p> <p>Nom de l'entreprise :</p> <p>Nom de la personne à contacter :</p> <p>Adresse courriel de la personne à contacter :</p> <p>Numéro de téléphone :</p> <p>SoumisSoumise par (nom) :</p>	
2.	<p>Date et heure de l'événement constaté</p> <p>Date (aaaa-mm-jj) :</p> <p>Heure (hh:mm) :</p> <p>Fuseau horaire :</p>	
3.	L'événement a-t-il eu son origine sur votre réseau ?	Oui <input type="checkbox"/> Non <input type="checkbox"/> Inconnu <input type="checkbox"/>
4.	Identification et description de l'événement :	
	<p>(Cocher la case appropriée)</p> <p><input type="checkbox"/> Dommages à une installation ou destruction d'une installation</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Menace physique à une installation</p>	Description écrite (facultative) :

EOP-004-4 — Déclaration des événements

<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Menace physique à un<u>son installation</u><input type="checkbox"/> Menace physique à son centre de contrôle <u>du BES</u><input type="checkbox"/> Urgence sur le BES :<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> délestage de charge ferme<input type="checkbox"/> appel au public pour réduire la charge<input type="checkbox"/> abaissement de <u>la</u> tension sur<u>dans</u> tout le réseau<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> délestage manuel de charge ferme<input type="checkbox"/> délestage automatique de charge ferme<input type="checkbox"/> excursion de tension dans une <u>installation</u><input type="checkbox"/> Dépassement des IROL (toutes les Interconnexions) ou des SOL pour les chemins de transfert majeurs de WECC (WECC seulement)<ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Perte<u>perte non maîtrisée</u> de charge ferme<input type="checkbox"/> Séparation du réseau <u>(ilôtage)</u><input type="checkbox"/> Perte de production<input type="checkbox"/> Perte totale de l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire (alimentation par le réseau)<input type="checkbox"/> Perte de transport<input type="checkbox"/> Évacuation imprévue d'un<u>de son</u> centre de contrôle <u>du BES</u><ul style="list-style-type: none"><input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité des communications vocales<input type="checkbox"/> <u>Perte totale des moyens de communication interpersonnelle et des moyens de communication interpersonnelle de rechange à son centre de contrôle du BES comptant du personnel</u><input type="checkbox"/> Perte totale de la capacité<u>des capacités</u> de surveillance <u>ou de contrôle à son centre de contrôle du BES comptant du personnel.</u>	
--	--

Principe directeur **Historique des versions**

<u>Version</u>	<u>Date</u>	<u>Intervention</u>	<u>Suivi des modifications</u>
<u>2</u>		<u>Fusion des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations, pour créer la norme EOP-004-2, Déclaration des événements ; retrait des normes CIP-001-2a, Signalement des actes de sabotage, et EOP-004-1, Déclaration des perturbations</u>	<u>Révision de l'ensemble de la norme (projet 2009-01)</u>
<u>2</u>	<u>7 novembre 2012</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	
<u>2</u>	<u>20 juin 2013</u>	<u>Approbation par la FERC</u>	
<u>3</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »</u>
<u>3</u>	<u>19 novembre 2015</u>	<u>Ordonnance de la FERC ratifiant la norme EOP-004-3, dossier RM15-13-000</u>	
<u>4</u>	<u>9 février 2017</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Révision</u>
<u>4</u>	<u>18 janvier 2018</u>	<u>Ordonnance de la FERC ratifiant la norme EOP-004-4, dossier RM17-12-000</u>	

Principes directeurs et justification technique

Discussions sur l'applicabilité aux distributeurs

Le DSR SDT a inclus les distributeurs (DP) dans la liste des entités visées par la présente norme. L'équipe reconnaît que les DP ne posséderont pas tous *des installations* du BES et ne répondront pas au « seuil de déclaration » pour un des événements énumérés à l'annexe 1. Ces DP n'auront pas à soumettre de déclaration en vertu de l'exigence E2. Néanmoins, ces DP seront responsables du respect des exigences E1 et E3. Le DSR SDT n'a pas l'intention d'exiger de ces entités d'avoir un plan d'exploitation détaillé pour traiter des événements qui ne s'appliquent pas à eux. Dans de tel cas, le DSR SDT demande au DP d'avoir un plan d'exploitation très simple qui inclut une affirmation qu'il n'y a aucun des événements de l'annexe 1 qui s'applique à lui (pour respecter l'exigence E1) et que le DP révisera la liste des événements de l'annexe 1 (pour respecter l'exigence E3). L'équipe ne considère pas que cela sera un fardeau, peu importe l'entité, car le développement et la validation annuelle du plan d'exploitation ne devraient pas prendre plus de 30 minutes sur une base annuelle. Si un DP constate, pendant une revue annuelle, que des événements deviennent pertinents, il est attendu que le DP développera un plan d'exploitation plus détaillé afin de se conformer aux exigences de la norme.

Déclarations multiples par une même organisation

Pour les entités qui ont inscrites au titre de multiples fonctions, le DSR SDT on considère que ces entités n'auront n'ont à soumettre/transmettre qu'une seule déclaration pour n'importe quel par événement individuel. Par exemple, si une entité est enregistrée/inscrite comme *coordonnateur de la fiabilité*, *responsable de l'équilibrage* et *exploitant de réseau de transport*, elle ne devrait soumettre n'a à transmettre qu'une seule déclaration pour un événement particulier/donné plutôt que soumettre trois déclarations à titre d'entités enregistrées individuellement/différentes.

Résumé des concepts-clés

Le DSR SDT a identifié les principes suivants pour l'aider dans le développement de la norme :

- Développer un formulaire unique pour déclarer les perturbations et les événements qui menacent la fiabilité du *système de production transport d'électricité*
- Explorer d'autres moyens d'efficience, tels le développement d'un formulaire électronique et l'inclusion possible d'exigences régionales de déclaration
- Établir des critères clairs de déclaration
- Établir des délais uniformes de déclaration
- Définir clairement qui devra recevoir l'information et comment elle sera utilisée

Pendant le développement des concepts, le DSR SDT a tenu compte de la directive de la FERC de « définir davantage le terme sabotage ». Il y avait des préoccupations de la part des parties prenantes à l'effet que la définition pourrait être ambiguë et sujette à interprétation. Conséquemment, le DSR SDT a décidé d'éliminer le terme « sabotage » de la norme. L'équipe a estimé qu'il était presque impossible de déterminer si un acte ou un événement relevait d'un

EOP-004-4 — Déclaration des événements

sabotage ou de vandalisme sans l'intervention des autorités policières. Le DSR SDT a estimé qu'essayer de définir le terme sabotage résulterait en une augmentation de l'ambiguïté relativement aux événements à déclarer. Le terme « sabotage » n'est plus inclus dans la norme. Les événements énumérés à l'annexe 1 de la norme EOP-004 ont été développés afin de guider la déclaration des événements réels aussi bien que les événements pouvant avoir un impact sur la fiabilité du système de production transport d'électricité. Le DSR SDT croit qu'il s'agit d'un moyen tout aussi efficace et efficient de tenir compte de la directive de la FERC.

Les types d'événements qui doivent être déclarés sont indiqués à l'annexe 1 de la norme EOP-004. Le DSR SDT s'est coordonné avec le groupe de travail sur l'analyse des événements de la NERC (NERC Events Analysis Working Group) pour développer la liste des événements qui doivent être déclarés en vertu de cette norme. L'annexe 1 de EOP-004 se rattache à ces actions ou événements qui ont eu un impact sur le système de production transport d'électricité. Ces événements étaient déclarés auparavant en vertu de EOP-004-1, CIP-001-1 ou du formulaire OE-417 du département de l'Énergie (Department Of Energy). L'annexe 1 de EOP-004 couvre des éléments similaires qui pourraient avoir un impact sur le système de production transport d'électricité ou ont le potentiel d'avoir un impact et devraient être déclarés.

Le DSR SDT désire clarifier que la norme proposée n'inclut aucune avis d'exploitation en temps réel pour les événements indiqués à l'annexe 1 de la norme EOP-004. La communication en temps réel est traitée et couverte par d'autres normes. La norme proposée concerne uniquement la déclaration après le fait.

Cueillette de données

Les exigences de EOP-004-1 exigent des entités de « rapidement analyser les perturbations du système de production transport d'électricité sur son réseau ou dans ses installations » (exigence E2). Les exigences de EOP-004-2 spécifient que certains types d'événement doivent être déclarés mais n'exigent aucune indication sur l'analyse des événements. Les événements déclarés en vertu de EOP-004-2 peuvent donner lieu à un examen plus poussé selon le programme d'analyse d'événements de l'ERO. Si justifié, le personnel affecté au programme d'analyse d'événements pourrait réclamer que plus de données pour certains événements doivent être fournies par l'entité déclarante ou par d'autres entités touchées par l'événement. Les entités sont invitées à se familiariser avec le programme d'analyse d'événements et les règles de procédure de la NERC afin de mieux connaître les attentes du programme.

Déclaration auprès des autorités policières

L'objectif de fiabilité de [la norme EOP-004-24](#) est [d'améliorer de renforcer](#) la fiabilité du [système de production transport d'électricité-BES](#) en [requérant rendant obligatoire](#) la déclaration d'événements par les entités responsables. Certaines indisponibilités, dues notamment à des actes de vandalisme ou de terrorisme, ne sont [pas](#) raisonnablement [pas](#) évitables. [Ceux-ci ; ce](#) sont [desces](#) types [d'événements qui doivent être déclarés d'événement qu'il faut déclarer](#) aux autorités policières. Les entités comptent sur les corps policiers pour intervenir et enquêter sur [eesles](#) événements qui ont le potentiel de toucher une portion plus étendue du BES. [L'inclusion l'obligation](#) de [la](#) déclaration auprès des autorités policières [donne les moyens et soutient sous-tend](#) les principes de fiabilité [telledu BES, en l'occurrence](#) la

EOP-004-4 — Déclaration des événements

protection ~~du système production transport d'électricité~~ contre les ~~attaques physiques malicieuses.~~
~~L'importance de la~~ attentats. Une vigilance ~~du BE~~ efficace à ~~propos~~ l'endroit des menaces environnantes
est essentielle à une exploitation et à une planification ~~efficaces pour~~ propres à atténuer les risques
potentiels pour le *BES*.

Parties ~~prenantes dans~~ concernées par le processus de déclaration

~~—~~ Industrie

- Acteurs de l'industrie
- NERC (ERO) ~~—~~ entité régionale

~~—~~ FERC

~~—~~ DOE

~~—~~ NRC

- Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
- Département de l'Énergie (DOE)
- Nuclear Regulatory Commission (NRC)
- Département de la Sécurité intérieure (DHS ~~niveau~~) (échelon fédéral)
- Services de la Sécurité intérieure ~~niveau~~ (échelon des États)
- Organismes de réglementation des États
- Autorités policières locales
- Autorités policières d'État ou provinciales

~~—~~ FBI

- Federal Bureau of Investigation (FBI)
- Gendarmerie royale du Canada (GRC)

Les parties ~~prenantes~~ ci-dessus ~~ont un intérêt pour la~~ sont concernées par une déclaration ~~en temps~~
~~opportun, la, une~~ communication et ~~l'intervention, une~~ intervention dans les meilleurs délais en cas
d'incident à une *installation*. Ces parties ~~prenantes~~ concernées ont ~~des divers~~ niveaux d'imputabilité
~~variés de responsabilité~~ et ont un intérêt ~~particulier pour la~~ direct dans les mesures de protection et
~~l'intervention pour~~ d'intervention visant à assurer la fiabilité du *BES*.

~~Attentes actuelles de l'industrie envers la norme CIP-001-1a :~~

~~Il est de la compréhension des participants de l'industrie qu'un acte de sabotage doit être déclaré~~
~~au FBI. Le FBI dispose des pouvoirs appropriés pour enquêter sur les actes de sabotage et de~~

EOP-004-4 — Déclaration des événements

terrorisme. La norme CIP-001-1a exige que des liaisons soient établis entre l'industrie et le FBI ou la GRC. Ces exigences, en vertu de la norme, manquaient de clarté et ont mené à des malentendus et à de la confusion dans l'industrie sur la manière de démontrer que cette liaison est en place et efficace. À titre d'exemple de preuve de conformité à l'exigence E4, les entités responsables ont demandé au personnel du FBI de confirmer par écrit, sur papier à en-tête du « FBI », l'existence d'une relation fonctionnelle pour la déclaration des actes de sabotage, le nombre d'années d'existence de cette relation et la validité des numéros de téléphone du « FBI ».

Coordination entre les autorités policières locales et d'État avec le FBI

Le groupe de travail conjoint sur le terrorisme (JTTF) a pris naissance avec la formation de la première équipe de travail en 1980. Les JTTF sont de petites cellules formées de personnes hautement formées, basées localement, enquêteurs dévoués, analystes, linguistes, experts en intervention tactique (SWAT) et autres spécialistes provenant de dizaines de corps policiers et d'organismes de renseignement des É.U. Le JTTF est issue d'un effort multiorganismes dirigé par le département de la Justice et le FBI visant à combiner les ressources des autorités policières fédérales, d'État et locales. La coordination et les communications sont largement assurées par l'interagence « National Joint Terrorism Task Force », opérant à partir du siège social du FBI laquelle veille à ce que les renseignements circulent librement entre les équipes JTTF locales. Ces flux d'information peuvent être très bénéfiques à l'industrie pour les activités d'analyse des renseignements, d'intervention et d'enquête. Historiquement, l'intervention la plus immédiate possible en cas d'incident dans l'industrie est celle des corps policiers locaux et d'État, en cas de dommages présumément attribuables à un acte de vandalisme ou criminel dans des installations de l'industrie. Dépendre de la coordination JTTF entre les autorités policières locales et d'État et le FBI serait bénéfique grâce à une communication efficace et une profondeur d'enquête appropriée.

Coordination entre les corps policiers locaux et provinciaux et la GRC

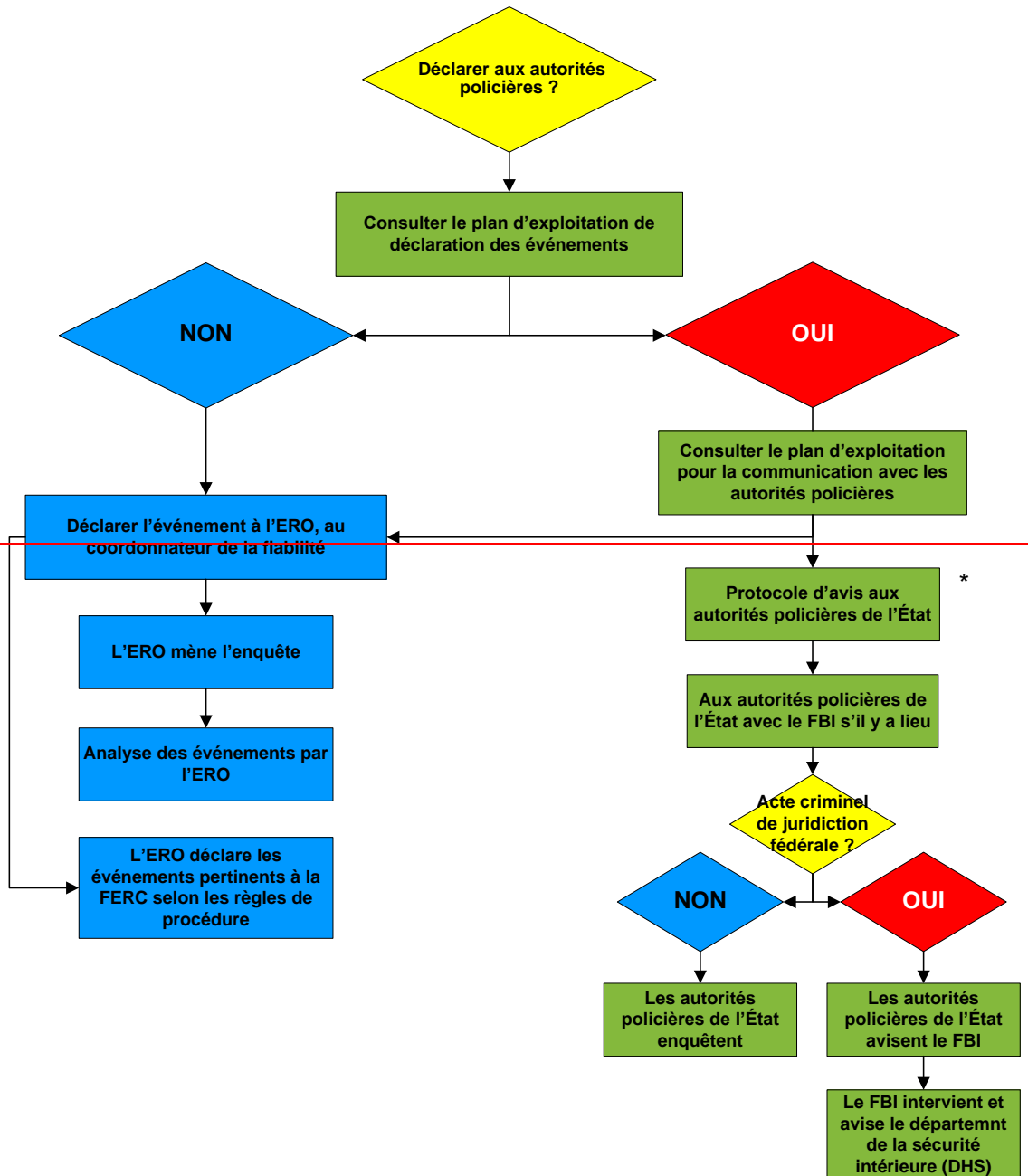
Une coordination semblable existe entre les autorités policières au Canada. Les corps policiers locaux et provinciaux se coordonnent entre eux pour enquêter sur des actes présumés de vandalisme et de sabotage. Les corps policiers provinciaux ont une entente de déclaration avec la Gendarmerie royale du Canada (GRC).

Proposition de processus de déclaration — EOP-004

Une proposition discutée avec le FBI, le personnel de la FERC, le coordonnateur des projets de normes de la NERC et le président du SDT est présentée ci-après sous la forme d'un ordigramme (hiérarchie de déclaration des événements à déclarer). Essentiellement, déclarer un événement aux autorités policières impliquera pour l'industrie d'aviser le corps policier provincial, d'État ou local. Celui-ci coordonnera ensuite les opérations avec les autorités policières ayant la juridiction voulue pour enquêter. Si le corps policier provincial, d'État ou local décide que les autorités policières fédérales ou la GRC doivent intervenir pour faire enquête, ce corps policier avisera le FBI ou la GRC et assurera la coordination.

Exemple d'un processus de déclaration comprenant les autorités policières

Entité touchée par un événement de l'annexe 1



* Les entités canadiennes suivront les protocoles des autorités policières applicables à leur territoire.

Équipe de rédaction sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (projet 2009-01)

Concepts relatifs à la déclaration

Introduction

Le SAR du projet 2009-01, déclaration des perturbations et des actes de sabotage est passée au stade de développement de norme, en août 2009, par le Comité de la NERC. L'équipe de rédaction de norme sur la déclaration des perturbations et des actes de sabotage (DSR SDT) a été constituée vers la fin de 2009 et a développé des nouvelles versions de normes basées sur la demande d'autorisation de norme « SAR ».

Les normes mentionnées dans la demande d'autorisation de norme « SAR » :

- ▲ CIP-001 — Signalement des actes de sabotage
- ▲ EOP-004 — Déclaration des perturbations

Les changements n'incluent pas les avis d'exploitation en temps réel pour les types d'événements couverts par CIP-001 et EOP-004. Les exigences de déclaration en temps réel sont faites au moyen du système RCIS et sont couvertes par d'autres normes (par exemple EOP-002, Défaillances en puissance et en énergie). Ces normes portent exclusivement sur la déclaration après le fait.

Le DSR SDT a regroupé les déclarations des perturbations et des actes de sabotage dans une seule norme. Ces deux éléments ainsi que d'autres concepts clés sont décrits dans les sections suivantes.

Résumé des concepts et des hypothèses

La norme :

- ▲ exige la déclaration d'« événements » qui nuisent ou peuvent nuire à la fiabilité du système de production-transport d'électricité
- ▲ énonce des critères de déclaration clairs
- ▲ spécifie des délais uniformes de déclaration
- ▲ identifie une applicabilité cohérente, incluant une hiérarchie de déclaration dans le cas de déclaration des perturbations
- ▲ apporte des éclaircissements sur les destinataires de l'information

Discussions sur la déclaration des perturbations

Les exigences de déclaration des perturbations existaient dans la version précédente de la norme EOP-004. La définition approuvée actuelle du terme « perturbation » dans le glossaire des termes de la NERC est la suivante :

1. Un événement imprévu qui provoque une condition anormale du réseau.
2. Toute perturbation du réseau électrique.
3. Le changement inattendu de l'ACE qui est causé par une défaillance de production ou une interruption de charge soudaine.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Des exigences de déclaration des perturbations et des critères étaient présents dans la version précédente de la norme EOP-004 et de ses annexes. Le DSR-STD a discuté les besoins pour la fiabilité de déclaration de perturbation et a développé une liste d'événements qui doivent être déclarés en vertu de cette norme (EOP-004, annexe 1).

Discussions sur la déclaration des événements

Il existe des situations qui méritent d'être déclarées parce qu'elles ont le potentiel d'impacter la fiabilité.

La déclaration des événements facilite la sensibilisation de l'industrie, ce qui permet aux parties potentiellement vulnérables de se préparer et d'atténuer n'importe quel risque associé à la fiabilité. Elle fournit les données brutes, dans le cas de certaines menaces potentielles à la fiabilité, à partir desquelles, de dégager des tendances émergentes.

Exemples de tels événements incluent :

- Boulons enlevés sur les pylônes de ligne de transport^o;
- Déraillement de train près d'une *installation* susceptible d'endommager directement une *installation* ou peut indirectement endommager une *installation* (par exemple, une cargaison inflammable ou toxique présentant un risque d'incendie ou causant l'évacuation d'un centre de contrôle)^o;
- Destruction d'un équipement du *système de production-transport d'électricité* « BES ».

Qu'en est-il du sabotage?

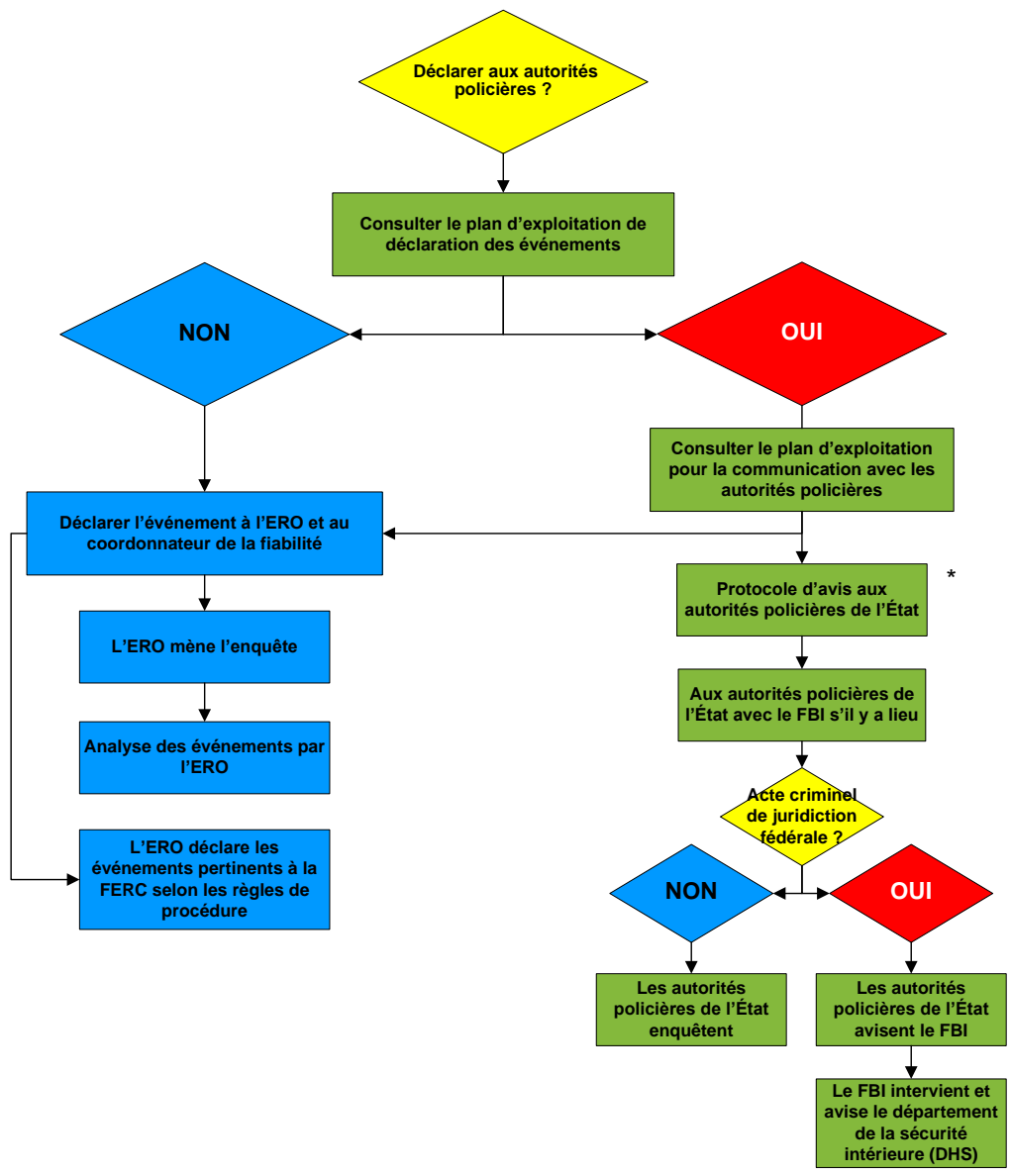
Un point ressort clairement des discussions de DSR-STD concernant le sabotage : chacun a une définition différente. La norme CIP-001 en vigueur a suscité la réponse suivante de la FERC dans l'ordonnance 693, paragraphe 471, qui statue en partie : « ... la Commission demande à l'ERO d'apporter les modifications suivantes à la norme de fiabilité dans le cadre du processus d'élaboration des normes de fiabilité : 1) définir plus précisément le sabotage et fournir des indications sur les événements déclencheurs qui pourraient obliger une entité à déclarer un événement de sabotage ».

Souvent, la cause sous-jacente d'un événement est inconnue ou ne peut être confirmée. Le DSR-STD croit qu'en déclarer des risques importants pour le *système de production-transport d'électricité* en utilisant la catégorisation des événements de la présente norme, sera plus facile de recevoir l'information pertinente à des fins d'atténuation, de sensibilisation, et de suivi, tout en écartant l'élément distraction de la motivation.

Certains types d'événement devraient être déclarés à la NERC, au département de la Sécurité intérieure (DHS), au bureau fédéral d'investigation (FBI) et/ou aux autorités policières provinciales ou locales. Les autres types d'événement pourraient avoir des exigences de déclaration différentes. Par exemple, un événement relatif à un vol de cuivre peut simplement être déclaré aux autorités policières locales.

Exemple d'un processus de déclaration comprenant les autorités policières

Entité touchée par un événement de l'annexe 1



* Les entités canadiennes suivront les protocoles des autorités policières applicables à leur territoire.

EOP-004-4 — Déclaration des événements

Utilisations potentielles de l'information déclarée

~~L'analyse d'événements~~La connaissance générale de la situation, la corrélation des données, ~~et~~ la recherche de tendances ~~et la détermination des événements d'intérêt à analyser en vue d'une déclaration possible dans le cadre du processus d'analyse d'événement de l'ERO~~ sont quelques-unes des utilisations potentielles de l'information déclarée en vertu de cette norme. ~~Cette norme demande aux~~ Celle-ci oblige les entités fonctionnelles ~~de~~ à déclarer les incidents et ~~de~~ à fournir l'information connue au moment de la déclaration. La collecte de données supplémentaires nécessaires pour l'analyse ~~des événements~~ est décrite dans le programme d'analyse des événements ~~de l'ERO~~ et dans les règles de procédure de la NERC. ~~D'autres entités (par exemple, la NERC, les autorités policières, etc.) seront responsables d'effectuer l'analyse.~~ Les ~~règles de procédure de la NERC (section 800)~~ règles de procédure de la NERC (section 800) donnent un aperçu des responsabilités de ~~l'organisation de fiabilité électrique (ERO)~~ l'ERO relativement à l'analyse et à la diffusion de l'information pour la fiabilité. Les agences ayant ~~juridiction~~ ~~(compétence~~ (qui peuvent inclure le DHS, le FBI, la NERC, les RE, la FERC, les ~~autorités~~ instances provinciales de réglementation et le DOE) ont d'autres tâches et responsabilités.

Collecte de l'information déclarée ou « guichet unique »

~~Le DSR SDT reconnaît que certaines régions requièrent de l'information additionnelle à déclarer au-delà de ce qui est exigé par la norme EOP-004. Le DSR SDT a mis à jour la liste des événements à déclarer dans l'annexe 1 de la norme EOP-004 à partir de discussions avec les agences ayant juridiction, la NERC, les entités régionales, et des intrants des parties prenantes. Il y a une possibilité que des différences régionales continuent d'exister.~~

~~La déclaration requise par cette norme visent à répondre aux besoins et aux objectifs de la NERC. Le DSR SDT reconnaît l'existence d'autres exigences de déclaration (par exemple; déclaration DOE-417), qui peuvent dupliquer ou chevaucher l'information requise par la NERC. Dans la mesure où d'autres déclarations sont requises, le DSR SDT considère que des saisies d'information redondantes ne devraient pas être nécessaires, et que la transmission d'une alternative de déclaration sera acceptable pour la NERC pour autant que toute l'information demandée par la NERC soit soumise. Par exemple, si l'information du formulaire DOE recoupe entièrement celle exigée par la NERC, la déclaration DOE peut être envoyée à la NERC au lieu d'entrer cette information dans le formulaire de la NERC.~~

Justification :

~~Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à la norme pour exposer la justification de diverses parties de la norme. Après l'approbation par le BOT, le contenu de ces zones de texte a été transféré dans cette section.~~

Justification pour l'exigence E1 :

~~L'exigence d'avoir un plan d'exploitation pour la déclaration de certains événement spécifiques fournit à l'entité une méthode qui permet à son personnel d'exploitation de reconnaître les événements qui affectent la fiabilité et d'être capable de les déclarer aux parties concernées; par exemple; les entités régionales, les coordonnateurs de la fiabilité concernés, les autorités policières et les autres agences ayant juridiction, s'ils sont reconnus. De plus, ces déclarations d'événements~~

EOP-004-4 — Déclaration des événements

sont un intrant pour le programme d'analyse d'événements de la NERC. Les autres parties utilisent cette information pour promouvoir la fiabilité, instaurer une culture d'excellence en matière de fiabilité, favoriser la collaboration au sein de l'industrie et promouvoir une organisation continue d'apprentissage.

Chaque entité enregistrée qui possède ou exploite des éléments ou des dispositifs du réseau électrique a un processus formel ou informel, une procédure, ou des étapes à suivre pour recueillir l'information sur ce qui s'est passé lorsque les événements arrivent. Cette exigence demande à l'entité responsable de documenter la manière dont, cette procédure, ce processus, ou ce plan est organisé. Cette documentation peut être constituée d'un seul document ou d'une combinaison de divers documents qui permettent d'atteindre l'objectif de fiabilité.

Le ou les protocoles de communication pourraient comprendre un ordiogramme du processus, la désignation du personnel interne et externe ou des entités à aviser, ou une liste du personnel avec le nom et les coordonnées de leur vis à vis. Une procédure existante qui répond aux exigences de la norme CIP-001-2a peut être incluse dans ce plan d'exploitation ainsi que d'autres processus, procédures ou plans permettant de répondre à cette exigence.

Justification pour l'exigence E2 :

Chaque entité responsable doit déclarer et communiquer les événements conformément à son plan d'exploitation basé sur l'information de l'annexe 1 de la norme EOP-004-2. En implantant le plan d'exploitation de déclaration d'événements l'entité responsable assurera la sensibilisation de la situation à l'organisation de fiabilité électrique, afin qu'elles puissent ensemble dégager des tendances et se préparer pour des prochains événements possibles et atténuer l'impact de l'événement en cours. Ceci assurera que le BES demeure sécuritaire et stable grâce aux mesures d'atténuation que l'entité responsable possède à même ses fonctions. En communiquant les événements conformément au plan d'exploitation, l'entité responsable fait en sorte que les personnes/agences soient au courant de la situation présente et puissent se préparer à atténuer les événements en cours et futurs.

Justification pour l'exigence E3 :

L'exigence E3 demande à l'entité responsable de valider les coordonnées des contacts contenues dans le plan d'exploitation, chaque année civile. Cette exigence aide à s'assurer de la mise à jour du plan et que les entités puissent déclarer adéquatement les événements afin de s'assurer de sensibiliser l'organisation de fiabilité électrique à la situation. Si une entité subit un événement, la pièce justificative de la communication de l'événement peut être utilisée pour démontrer la conformité selon l'exigence de la validation concernant les contacts spécifiques utilisés pour l'événement.

Justification pour l'annexe 1 de la norme EOP-004 :

Le DSR SDT a utilisé le terme défini « *installation* » pour ajouter de la clarté pour plusieurs des événements énumérés à l'annexe 1. Une *installation* est définie comme :

« Ensemble d'équipements électriques qui fonctionnent comme un seul élément du système de production-transport d'électricité (exemples : une ligne, un groupe de production, un compensateur shunt, un transformateur, etc.) »

Le DSR SDT n'a pas l'intention d'utiliser le terme *installation* pour désigner un poste électrique ou

EOP-004-4 – Déclaration des événements

toute autre installation (pas un terme défini) qu'on peut considérer dans le jargon journalier du réseau électrique. Ceci signifie seulement une *installation* telle que définie ci-dessus.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2		Fusion de CIP-001-2a Signalement des actes de sabotage et EOP-004-1 Déclaration des perturbations dans la norme EOP-004-2 Déclaration des événements ; retrait de CIP-001-2a Signalement des actes de sabotage et de EOP-004-1 Déclaration des perturbations.	Révision de toute de la norme (Projet 2009-01)
2	7 novembre 2012	Adoptée par le conseil d'administration de la NERC	
2	20 juin 2013	Approuvée par la FERC	

A. Introduction

1. **Titre :** Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour ~~l'horizon~~l'horizon de planification
2. **Numéro :** FAC-010-2.1-3
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* considérées pour planifier un fonctionnement fiable du *système de production-transport d'électricité*~~d'électricité~~ (*BES*) sont établies selon une ~~méthode~~ou des méthodes bien ~~définies~~définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Responsable de la planification*
5. **Date d'entrée en vigueur :** ~~Le 19 avril 2010~~Voir le plan de mise en œuvre pour la définition révisée du terme *automatisme de réseau*.

B. Exigences

- E1. Le *responsable de la planification* doit avoir ~~par écrit~~ une méthode documentée d'établissement des *limites d'exploitation du réseau (SOL)* dans sa zone de planification. Cette méthode doit :
 - E1.1. s'appliquer aux *SOL* à définir pour l'horizon de planification ;
 - E1.2. stipuler que les *SOL* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées des installations* concernées ;
 - E1.3. expliquer comment déterminer le sous-ensemble des *SOL* qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de* ~~l'Interconnexion~~l'Interconnexion (*IROL*).
- E2. La méthode du *responsable de la planification* doit spécifier que les *SOL* définies doivent permettre au ~~système de production-transport d'électricité (BES)~~BES de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1. Dans son état de précontingence et ~~avec~~lorsque toutes les *installations* sont en service, le ~~système de production-transport d'électricité (BES)~~ doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans ~~dépasser~~dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de stabilité. Dans ~~l'établissement~~l'établissement des *SOL*, l'état du ~~système de production-transport d'électricité (BES)~~ considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions prévues, en tenant compte des modifications ~~de~~à sa topologie, en cas ~~d'indisponibilités~~d'indisponibilité d'installations par exemple.

E2.2. À la suite des *contingences* simples¹ définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans ~~dépasser~~ dépassement de leurs limites thermiques et de leurs limites de tension et de *stabilité*, et il ne doit pas se produire de ~~pannes suite à des déclenchements en cascade~~ ou de séparation ~~non maîtrisée~~fortuite du réseau.

E2.2.1. *Défaut* monophasé à la terre ou *défaut* triphasé (le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut* ~~sur, touchant~~ un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un *élément shunt* ~~;~~ en défaut.

E2.2.2. Perte ~~sans défaut~~ d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un *élément shunt* ~~sans défaut~~ ~~;~~ ;

E2.2.3. Blocage ~~d'un d'un~~ pôle, avec *élimination normale du défaut*, ~~sur un d'un~~ réseau à courant continu haute tension ~~;~~ monopolaire ou bipolaire ~~;~~ ;

E2.3. ~~Dans la situation avec~~ Lorsque toutes les *installations* sont en service, la réponse du réseau à ~~la suite d'une une~~ contingence simple peut comprendre ~~soit~~ :

E2.3.1. une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture ~~d'électricité~~d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local ~~branchés ou alimentés par qui sont raccordés à l'installation en panne~~défaut ou ~~par~~ à la zone ~~affectée~~touchée, ou alimentés par elle ;

E2.3.2. une reconfiguration du réseau par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections.

E2.4. En prévision de la ~~prochaine~~ contingence suivante, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production ~~;~~ ainsi que les utilisations ou la topologie du réseau de transport ~~et sa topologie~~.

E2.5. ~~Dans la situation avec~~ Lorsque toutes les *installations* sont en service et ~~à la suite de~~ que survient l'une ou l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, le réseau doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi ~~qu'en~~en tension, toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans dépasser leurs limites thermiques et leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire ~~de pannes suite à des déclenchements en cascade~~ ou de séparation ~~non maîtrisée~~fortuite du réseau.

1. Les contingences définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3 sont celles qu'il est impératif d'étudier, et non nécessairement les seules qui méritent de l'être.

Norme FAC-010-2.13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites d'exploitationd'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

E2.6. Dans la détermination de la réponse du réseau face à l'une ou ~~l'autre~~l'autre des *contingences* multiples définies dans la norme de fiabilité TPL-003, outre les interventions définies aux exigences E2.3.1 et E2.3.2, ~~l'intervention~~les interventions ci-dessous ~~est acceptable~~sont acceptables :

E2.6.1. interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture ~~d'électricité~~d'électricité à des clients (délestage ~~de charge~~), mise hors service planifiée de certains groupes de production, ~~et/ou~~ réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat.

E3. La méthode du *responsable de la planification* pour établir les SOL doit comprendre, au minimum, une description des *points* ci-dessous, ~~accompagnée des marges et toute marge~~ de fiabilité ~~correspondantes~~correspondante :

E3.1. le modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la zone du *responsable de la planification* et prendre en compte les détails de modélisation des zones des autres *responsables de la planification* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;

E3.2. la sélection des *contingences* applicables ;

E3.3. le niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les SOL ;

E3.4. les utilisations autorisées ~~d'automatismes de réseau ou~~ de plans de défense ;

E3.5. ~~état~~état anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de *charge* ;

E3.6. les critères permettant de déterminer quand ~~une~~le dépassement d'une SOL constitue une *limite d'exploitation pour la fiabilité* de ~~l'interconnexion~~l'interconnexion (IROL) et les critères permettant ~~d'établir~~d'établir le délai IROL T_v correspondant.

E4. Le *responsable de la planification* doit transmettre sa méthode ~~d'établissement~~d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées, ainsi que toute modification apportée à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant l'entrée en vigueur ~~d'une~~d'une telle modification :

E4.1. chaque *responsable de la planification* adjacent et chaque *responsable de la planification* ayant indiqué avoir besoin de la méthode à des fins de fiabilité ;

E4.2. chaque *coordonnateur de la fiabilité* et exploitant de réseau de transport ~~dont l'activité s'exerce dans~~qui exploite une partie de la zone du *responsable de la planification* ;

E4.3. chaque *planificateur de réseau de transport* dont ~~l'activité s'exerce~~activité s'exerce dans la zone du *responsable de la planification*.

- E5.** Si un destinataire de la *méthode d'établissement des SOL* formule des observations techniques écrites à l'égard de celle-ci, le *responsable de la planification* doit lui répondre par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations. La réponse doit indiquer si une modification sera apportée à la méthode et, dans la négative, dire pourquoi. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

C. Mesures

- M1.** La méthode ~~d'établissement~~d'établissement des *SOL* du *responsable de la planification* doit tenir compte de tous les *points* énumérés aux exigences E1 à E3.
- M2.** Le *responsable de la planification* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a transmis sa méthode ~~d'établissement~~d'établissement des *SOL* et ~~toutes les modifications apportées~~toute modification apportée à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.

Si un destinataire de la méthode d'établissement des *SOL* formule des observations techniques écrites à la suite de son examen technique de celle-ci, le *responsable de la planification* qui a transmis cette méthode doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il lui a répondu par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations, conformément à l'exigence E5. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

1.2. Période de surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Chaque *responsable de la planification* doit présenter une déclaration sur la conformité au *responsable des mesures pour assurer la conformité* au moins tous les trois ans. Les nouveaux *responsables de la planification* doivent démontrer leur conformité au moyen ~~d'un~~d'un audit sur place mené par le *responsable des mesures pour assurer la conformité* au cours de leur première année d'activité. Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit aussi mener un audit sur place tous les neuf ans et enquêter si les prestations donnent lieu à une plainte.

Le *délai de rétablissement de l'état*~~l'état~~ de ~~la~~ conformité est de 12 mois après la ~~dernière constatation de plus récente~~ non-conformité.

1.3. Conservation des données

Le *responsable de la planification* doit conserver les parties remplacées de sa méthode d'établissement des SOL pendant 12 mois après la date de modification ~~à~~de la méthode. ~~Il doit aussi conserver pendant trois ans les observations écrites reçues à l'égard de sa méthode et les réponses fournies.~~ En outre, les entités jugées non conformes doivent conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce ~~qu'elles~~qu'elles soient jugées de nouveau conformes. ~~(Retrait du texte (Texte barré - Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)~~

Le *responsable* ~~de la surveillance de~~des mesures pour assurer la conformité doit conserver le dernier audit ainsi que tous les dossiers de conformité subséquents.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le *responsable de la planification* doit ~~mettre~~rendre les *éléments* ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le *responsable des mesures pour assurer la conformité* vient mener un audit sur place ou dans les 15 jours ouvrables suivant une demande dans le cadre ~~d'une~~d'une enquête motivée par une plainte :

1.4.1. méthode ~~d'établissement~~d'établissement des SOL-

observations écrites reçues ~~d'un~~d'un destinataire de la méthode ~~d'établissement~~d'établissement des SOL ayant effectué un examen technique

Norme FAC-010-2.13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

de celle-ci et les réponses fournies ; (~~Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.~~)

1.4.2. parties de la méthode ~~d'établissement~~d'établissement des SOL qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois ;

1.4.3. pièces justificatives attestant que la méthode ~~d'établissement~~d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées au cours des 12 derniers mois ont été transmises à toutes les entités qui le requièrent.

2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest : (À être remplacés par les VSL une fois ~~qu'ils seront~~ élaborés et approuvés par ~~la~~le WECC)

2.1. Niveau 1 : Il y a non-conformité de niveau 1 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

2.1.1 La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées.

2.1.2 Il n'y a pas de pièces justificatives des réponses aux observations d'un destinataire sur la méthode d'établissement des SOL. (~~Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.~~)

2.2. Niveau 2 : La méthode d'établissement des SOL ne prescrit pas de respecter tous les points des exigences E2.1 à E2.3 et celles du paragraphe 1 de la section E.

2.3. Niveau 3 : Il y a non-conformité de niveau 3 dans l'une ou ~~l'autre~~l'autre des situations suivantes :

~~**2.3.1** — La méthode d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau face à l'une des trois *contingences simples* définies à l'exigence E2.2.~~

Norme FAC-010-2.13 — Méthode d'établissement d'établissement des limites d'exploitation d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

- 2.3.1** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau ~~face~~ à l'une des trois contingences simples définies à l'exigence E2.2.
- 2.3.2** La méthode d'établissement des *SOL* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau à deux des sept *contingences* multiples définies ~~au paragraphe~~ à l'alinéa 1.1 de la section E.
- 2.3.3** La méthode d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et passe sous silence deux des six points définis à ~~l'exigence~~ l'exigence E3.
- 2.4. Niveau 4 :** La méthode d'établissement des *SOL* n'a pas été transmise à toutes les entités qui le requièrent, conformément à l'exigence E4.

Norme FAC-010-2.13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

3. Niveaux de gravité de la non-conformité :

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le responsable de la planification a une méthode par écrit <u>documentée</u> d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle <u>celle-ci</u> ne répond <u>traite</u> pas à <u>de</u> l'exigence E1.2.	Le responsable de la planification a une méthode par écrit <u>documentée</u> d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle <u>celle-ci</u> ne répond <u>traite</u> pas à <u>de</u> l'exigence E1.3.	Le responsable de la planification a une méthode par écrit <u>documentée</u> d'établissement des SOL dans sa zone de planification, mais elle <u>celle-ci</u> ne répond <u>traite</u> pas à <u>de</u> l'exigence E1.1. OU Le responsable de la planification n'a pas de méthode par écrit <u>documentée</u> d'établissement des SOL dans sa zone de planification.

Norme FAC-010-2.13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E2	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié suivant <u>et</u> une contingence simple ou multiple, mais elle ne considère pas l'état de précontingence (des exigences décrites en E2.1), E2.2, E2.3, E2.4, E2.5 et E2.6.	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié <u>et</u> deux des exigences décrites en état de précontingence <u>E2.1, E2.2, E2.3, E2.4, E2.5</u> et suivant une contingence simple, mais elle ne considère pas les contingences multiples (E2.5-E2.6).	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence et suivant <u>et</u> trois des contingences multiples, mais elle ne répond pas aux critères de fonctionnement en réponse à une contingence simple (exigences décrites en E2.1, E2.2, E2.3, E2.4), E2.5 et E2.6.	La méthode d'établissement des SOL du responsable de la planification spécifie que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en état de précontingence, mais elle ne spécifie pas que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en réponse à <u>moins quatre</u> des contingences simples (exigences décrites en E2.1, E2.2, E2.3, E2.4), E2.5 et ne spécifie pas que les SOL doivent être définies pour permettre au BES de fonctionner comme spécifié en réponse à des contingences multiples (E2.5-E2.6).
E3	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6, <u>sauf un.</u>	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6, <u>sauf deux.</u>	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui comprend une description de tous les points suivants : E3.1 à E3.6, <u>sauf trois.</u>	Le responsable de la planification a une méthode pour établir les SOL qui ne comprend pas <u>et</u> une description d'au moins quatre des points suivants : E3.1 à E3.6.

Norme FAC-010-2.13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E4	<p>Un des points suivants, ou les deux :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf une.</p> <p>Pour une<u>À la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils <u>ou moins</u> après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf une pour une<u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils <u>à ou plus et</u> moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf deux pour une<u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf une pour une<u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 60 jours civils <u>à ou plus et</u> moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf deux pour une<u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la</p>	<p>Un des points suivants :</p> <p>Le responsable de la planification n'a pas transmis<u>omis de transmettre</u> sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à plus de trois des entités précisées.</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et toutes les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf une pour une<u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie 90 jours civils ou plus après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa</p>

Norme FAC-010-2.13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils <u>ou moins</u> après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils <u>à ou plus et</u> moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL et les modifications apportées ainsi que toute <u>modification apportée</u> à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf trois ET pour une <u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils <u>ou moins</u> après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute <u>modification apportée</u> à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf deux ET pour une <u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 60 jours civils <u>à ou plus et</u> moins de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute <u>modification apportée</u> à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf trois ET pour une <u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie de 30 jours civils <u>à ou plus et</u> moins de 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la</p>

Norme FAC-010-2.13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				<p>modification.</p> <p>Le responsable de la planification a transmis sa méthode d'établissement<u>d'établissement</u> des SOL, et les modifications apportées ainsi que toute modification apportée à cette méthode, à toutes les entités précisées, sauf quatre ET pour une<u>à la suite d'une</u> modification de la méthode, la méthode modifiée a été fournie à l'intérieur de 30 jours civils <u>ou moins</u> après l'entrée en vigueur de la modification.</p>

Norme FAC-010-2-13 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5 (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)	Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de plus de 45 jours civils mais de moins de 60 jours civils.	Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 60 jours civils ou plus mais de moins de 75 jours civils.	Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 75 jours civils ou plus mais de moins de 90 jours civils. OU La réponse du responsable de la planification aux observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL indiquait qu'une modification ne serait pas apportée, mais n'expliquait pas pourquoi.	Le responsable de la planification a reçu des observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL et a fourni une réponse complète dans un délai de 90 jours civils ou plus. OU La réponse du responsable de la planification aux observations techniques écrites sur sa méthode d'établissement des SOL n'indiquait pas si une modification serait apportée à cette méthode.

E. Différences régionales

1. Les différences régionales ci-dessous s'appliquent à ~~l'ensemble~~ensemble de l'*Interconnexion* de ~~l'Ouest~~Ouest :
 - 1.1. Tel que régi par les exigences E2.5 et E2.6, l'établissement des SOL ~~doit tenir compte,~~avec ~~lorsque~~ toutes les *installations* ~~sont~~ en service, doit tenir compte des *contingences* multiples d'installation ci-dessous :
 - 1.1.1 *défauts* phase-terre permanents simultanés ~~sur~~dans des phases différentes, ~~sur~~chacun des ~~de~~ deux circuits de transport adjacents ~~sur~~und'un pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où ~~des~~les pylônes multitermes ~~n'existent qu'à l'entrée et à la sortie de postes et~~ ne ~~sont~~servent ~~qu'au départ de lignes et que leur nombre ne dépasse pas plus de~~ cinq à ~~chaque~~dans un poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2 *défaut* phase-terre permanent ~~sur~~dans un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de ~~barres~~barre, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement ~~tel que défini au paragraphe~~visés par l'alinéa 1.1.7 de la présente section ;
 - 1.1.3 perte permanente et simultanée des deux pôles d'une *installation* bipolaire à courant continu, sans *défaut* ~~sur~~dans le courant alternatif ;
 - 1.1.4 défaillance d'un disjoncteur lié à un *automatisme de réseau* à la suite de la perte d'un *élément* sans *défaut* ou à la suite d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut* ~~sur,~~ dans un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de ~~barres~~barre ;
 - 1.1.5 *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* ~~sur~~en cas d'une *contingence* ~~en~~de mode commun touchant deux circuits adjacents ~~sur~~de pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence ~~de l'événement~~d'un tel événement est inférieure à une fois ~~par~~aux trente ans ;
 - 1.1.6 panne ~~en~~de mode commun ~~de~~touchant deux groupes de production raccordés ~~à la~~au même ~~cour~~poste de *sectionnement*, ~~non~~départ et qui n'est pas traitée ailleurs dans la norme FAC-010 ;
 - 1.1.7 perte de plusieurs tronçons de ~~barres~~barre causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de ~~barres~~barre pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.

1.2. Les *SOL* doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'installation définies aux paragrophesalinéas 1.1.1 à 1.1.5 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions suivantes :

- 1.2.1** fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques ~~et leurs limites~~, de fréquence et de tension post-contingence ;
- 1.2.2** pasabsence de ~~panne suite à des déclenchements en cascade~~ ;
- 1.2.3** pasabsence de séparation ~~non maîtrisée~~fortuite du réseau ;
- 1.2.4** stabilité du réseau en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ;

Norme FAC-010-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

- 1.2.5** selon la conception du réseau et les impacts prévus sur le réseau, l'interruption ~~contrôlée~~maîtrisée de la fourniture ~~d'électricité~~d'électricité à des clients (délestage ~~de charge~~), la mise hors service planifiée de certains groupes de production ~~et/ou~~ la réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat peuvent être nécessaires pour maintenir la sécurité globale des réseaux de transport interconnectés~~;~~;
- 1.2.6** l'interruption des transferts fermes, de la *charge* ou de la reconfiguration du réseau est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections~~;~~;
- 1.2.7** lors de l'établissement des limites en prévision de la ~~prochaine~~contingence suivante, il est permis d'apporter au réseau des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport ~~dans~~l'établissement des limites.
- 1.3.** Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'installation définies aux ~~paragraphe~~paragraphesalinés 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au réseau de fonctionner dans les conditions ~~ci-dessous~~suivantes en ce qui a trait aux effets sur les autres réseaux :
- 1.3.1** Pas~~absence~~ de ~~panne suite à des~~ déclenchements en cascade.
- 1.4.** *L'Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier et ~~/ou aux réponses du réseau nécessaires à~~ la réponse nécessaire en cas de *contingence* touchant des *installations* particulières~~,~~ en fonction de la performance réelle et de la robustesse du réseau. Ces modifications s'appliqueront dans l'établissement des *SOL*.

Norme FAC-010-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoptée <u>Adoption</u> par le Conseil d'administration <u>d'administration</u> de la NERC.	Nouvelle
1	1 ^{er} novembre 2006	Coquille corrigée. <u>Correction d'une coquille.</u> Retrait du mot « each » dans la première phrase de la section D.1.3 Conservation des données.	2007-11-01
2	24 juin 2008	Adoptée <u>Adoption</u> par le conseil d'administration de la NERC ; ordonnance 705 de la FERC.	Révisée
2		Modifié <u>Changement de</u> la date d'entrée en vigueur pour <u>le</u> 1 ^{er} juillet 2008. Modifié <u>Remplacement de</u> « Cascading outage » pour <u>par</u> « Cascading » » . Remplacé les <u>Remplacement des</u> « Levels of Non-compliance » par les <u>des</u> « Violation Severity Levels ».	Révisée
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date d'entrée en vigueur et de pied de page pour <u>le</u> 29 avril 2009 basé sur et modification du pied de page en fonction de l'ordonnance de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2.1	5 novembre 2009	Adoptée <u>Adoption</u> par le conseil d'administration de la NERC — modification à <u>l'alinéa 1.1 de</u> la section E1.1E pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 dedans la FAC-010-1 à <u>en</u> E2.5 et E2.6 dedans la FAC-010-2.	Erratum
2.1	19 avril 2010	Approuvée <u>Approbaton</u> par la FERC — modification à <u>l'alinéa 1.1 de</u> la section E1.1E pour refléter la renumérotation des exigences E2.4 et E2.5 dedans la FAC-010-1 à <u>en</u> E2.5 et E2.6 dedans la FAC-010-2.	Erratum
2.1	7 février 2013	Approbaton du retrait de l'exigence E5 et les <u>des</u> éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente d'approbaton <u>en attendant l'approbaton</u> réglementaire.	
2.1	21 novembre 2013	Approbaton du retrait de l'exigence E5 et les <u>des</u> éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-	

Norme FAC-010-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon de planification

			<u>-02 »).</u>	
2.1	24 février 2014		Mise à jour des VSL basée sur <u>en fonction de</u> l'approbation du 24 juin 2013.	
<u>3</u>	<u>13 novembre 2014</u>		<u>Adoption par le conseil d'administration de la NERC.</u>	<u>Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS ».</u>
<u>3</u>	<u>19 novembre 2015</u>		<u>Ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-010-3 (dossier RM15-13-000).</u>	

A. Introduction

1. **Title:** System Operating Limits Methodology for the Planning Horizon
2. **Number:** FAC-010-~~2-13~~
3. **Purpose:** To ensure that System Operating Limits (SOLs) used in the reliable planning of the Bulk Electric System (BES) are determined based on an established methodology or methodologies.
4. **Applicability**
 - 4.1. Planning Authority
5. **Effective Date:** [See Implementation Plan for the Revised Definition of “Remedial Action Scheme” April 19, 2010](#)

B. Requirements

- R1. The Planning Authority shall have a documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Planning Authority Area. This SOL Methodology shall:
 - R1.1. Be applicable for developing SOLs used in the planning horizon.
 - R1.2. State that SOLs shall not exceed associated Facility Ratings.
 - R1.3. Include a description of how to identify the subset of SOLs that qualify as IROLs.
- R2. The Planning Authority’s SOL Methodology shall include a requirement that SOLs provide BES performance consistent with the following:
 - R2.1. In the pre-contingency state and with all Facilities in service, the BES shall demonstrate transient, dynamic and voltage stability; all Facilities shall be within their Facility Ratings and within their thermal, voltage and stability limits. In the determination of SOLs, the BES condition used shall reflect expected system conditions and shall reflect changes to system topology such as Facility outages.
 - R2.2. Following the single Contingencies¹ identified in Requirement 2.2.1 through Requirement 2.2.3, the system shall demonstrate transient, dynamic and voltage stability; all Facilities shall be operating within their Facility Ratings and within their thermal, voltage and stability limits; and Cascading or uncontrolled separation shall not occur.
 - R2.2.1. Single line to ground or three-phase Fault (whichever is more severe), with Normal Clearing, on any Faulted generator, line, transformer, or shunt device.
 - R2.2.2. Loss of any generator, line, transformer, or shunt device without a Fault.
 - R2.2.3. Single pole block, with Normal Clearing, in a monopolar or bipolar high voltage direct current system.
 - R2.3. Starting with all Facilities in service, the system’s response to a single Contingency, may include any of the following:

¹ The Contingencies identified in R2.2.1 through R2.2.3 are the minimum contingencies that must be studied but are not necessarily the only Contingencies that should be studied.

- R2.3.1.** Planned or controlled interruption of electric supply to radial customers or some local network customers connected to or supplied by the Faulted Facility or by the affected area.
 - R2.3.2.** System reconfiguration through manual or automatic control or protection actions.
- R2.4.** To prepare for the next Contingency, system adjustments may be made, including changes to generation, uses of the transmission system, and the transmission system topology.
- R2.5.** Starting with all Facilities in service and following any of the multiple Contingencies identified in Reliability Standard TPL-003 the system shall demonstrate transient, dynamic and voltage stability; all Facilities shall be operating within their Facility Ratings and within their thermal, voltage and stability limits; and Cascading or uncontrolled separation shall not occur.
- R2.6.** In determining the system's response to any of the multiple Contingencies, identified in Reliability Standard TPL-003, in addition to the actions identified in R2.3.1 and R2.3.2, the following shall be acceptable:
 - R2.6.1.** Planned or controlled interruption of electric supply to customers (load shedding), the planned removal from service of certain generators, and/or the curtailment of contracted Firm (non-recallable reserved) electric power Transfers.
- R3.** The Planning Authority's methodology for determining SOLs, shall include, as a minimum, a description of the following, along with any reliability margins applied for each:
 - R3.1.** Study model (must include at least the entire Planning Authority Area as well as the critical modeling details from other Planning Authority Areas that would impact the Facility or Facilities under study).
 - R3.2.** Selection of applicable Contingencies.
 - R3.3.** Level of detail of system models used to determine SOLs.
 - R3.4.** Allowed uses of ~~Special Protection Systems or~~ Remedial Action ~~Plans~~ Schemes.
 - R3.5.** Anticipated transmission system configuration, generation dispatch and Load level.
 - R3.6.** Criteria for determining when violating a SOL qualifies as an Interconnection Reliability Operating Limit (IROL) and criteria for developing any associated IROL T_v .
- R4.** The Planning Authority shall issue its SOL Methodology, and any change to that methodology, to all of the following prior to the effectiveness of the change:
 - R4.1.** Each adjacent Planning Authority and each Planning Authority that indicated it has a reliability-related need for the methodology.
 - R4.2.** Each Reliability Coordinator and Transmission Operator that operates any portion of the Planning Authority's Planning Authority Area.
 - R4.3.** Each Transmission Planner that works in the Planning Authority's Planning Authority Area.
- R5.** If a recipient of the SOL Methodology provides documented technical comments on the methodology, the Planning Authority shall provide a documented response to that recipient within 45 calendar days of receipt of those comments. The response shall indicate whether a

change will be made to the SOL Methodology and, if no change will be made to that SOL Methodology, the reason why. (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)

C. Measures

- M1.** The Planning Authority's SOL Methodology shall address all of the items listed in Requirement 1 through Requirement 3.
- M2.** The Planning Authority shall have evidence it issued its SOL Methodology and any changes to that methodology, including the date they were issued, in accordance with Requirement 4.

If the recipient of the SOL Methodology provides documented comments on its technical review of that SOL methodology, the Planning Authority that distributed that SOL Methodology shall have evidence that it provided a written response to that commenter within 45 calendar days of receipt of those comments in accordance with Requirement 5. (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)

D. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Monitoring Responsibility

Regional Reliability Organization

1.2. Compliance Monitoring Period and Reset Time Frame

Each Planning Authority shall self-certify its compliance to the Compliance Monitor at least once every three years. New Planning Authorities shall demonstrate compliance through an on-site audit conducted by the Compliance Monitor within the first year that it commences operation. The Compliance Monitor shall also conduct an on-site audit once every nine years and an investigation upon complaint to assess performance.

The Performance-Reset Period shall be twelve months from the last non-compliance.

1.3. Data Retention

The Planning Authority shall keep all superseded portions to its SOL Methodology for 12 months beyond the date of the change in that methodology ~~and shall keep all documented comments on its SOL Methodology and associated responses for three years.~~ In addition, entities found non-compliant shall keep information related to the non-compliance until found compliant. (Deleted text retired-Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)

The Compliance Monitor shall keep the last audit and all subsequent compliance records.

1.4. Additional Compliance Information

The Planning Authority shall make the following available for inspection during an on-site audit by the Compliance Monitor or within 15 business days of a request as part of an investigation upon complaint:

1.4.1 SOL Methodology.

Documented comments provided by a recipient of the SOL Methodology on its technical review of a SOL Methodology, and the associated responses. (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)

1.4.2 Superseded portions of its SOL Methodology that had been made within the past 12 months.

1.4.3 Evidence that the SOL Methodology and any changes to the methodology that occurred within the past 12 months were issued to all required entities.

- 2. Levels of Non-Compliance for Western Interconnection: (To be replaced with VSLs once developed and approved by WECC)**
 - 2.1. Level 1:** There shall be a level one non-compliance if either of the following conditions exists:
 - 2.1.1** The SOL Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded.
 - 2.1.2** No evidence of responses to a recipient's comments on the SOL Methodology. (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)
 - 2.2. Level 2:** The SOL Methodology did not include a requirement to address all of the elements in R2.1 through R2.3 and E1.
 - 2.3. Level 3:** There shall be a level three non-compliance if any of the following conditions exists:
 - 2.3.1** The SOL Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded and the methodology did not include evaluation of system response to one of the three types of single Contingencies identified in R2.2.
 - 2.3.2** The SOL Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded and the methodology did not include evaluation of system response to two of the seven types of multiple Contingencies identified in E1.1.
 - 2.3.3** The System Operating Limits Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded and the methodology did not address two of the six required topics in R3.
 - 2.4. Level 4:** The SOL Methodology was not issued to all required entities in accordance with R4

Standard FAC-010-2-13 — System Operating Limits Methodology for the Planning Horizon

3. Violation Severity Levels:

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
R1	Not applicable.	The Planning Authority has a documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Planning Authority Area, but it does not address R1.2	The Planning Authority has a documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Planning Authority Area, but it does not address R1.3.	The Planning Authority has a documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Planning Authority Area, but it does not address R1.1. OR The Planning Authority has no documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Planning Authority Area.
R2	The Planning Authority's SOL Methodology is missing one requirement as described in R2.1, R2.2, R2.3, R2.4, R2.5, or R2.6.	The Planning Authority's SOL Methodology is missing two requirements as described in R2.1, R2.2, R2.3, R2.4, R2.5, or R2.6	The Planning Authority's SOL Methodology is missing three requirements as described in R2.1, R2.2, R2.3, R2.4, R2.5, or R2.6.	The Planning Authority's SOL Methodology is missing four or more requirements as described in R2.1, R2.2-, R2.3, R2.4, R2.5, or R2.6
R3	The Planning Authority has a methodology for determining SOLs that includes a description for all but one of the following: R3.1 through R3.6.	The Planning Authority has a methodology for determining SOLs that includes a description for all but two of the following: R3.1 through R3.6.	The Planning Authority has a methodology for determining SOLs that includes a description for all but three of the following: R3.1 through R3.6.	The Planning Authority has a methodology for determining SOLs that is missing a description of four or more of the following: R3.1 through R3.6.
R4	One or both of the following: The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but one of the required entities. For a change in methodology, the changed methodology was provided up to 30 calendar days after the effectiveness of the change.	One of the following: The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but one of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided 30 calendar days or more, but less than 60 calendar days after the effectiveness of the change.	One of the following: The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but one of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided 60 calendar days or more, but less than 90 calendar days after the effectiveness of the change.	One of the following: The Planning Authority failed to issue its SOL Methodology and changes to that methodology to more than three of the required entities. The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but one of the required entities AND for a change in

Standard FAC-010-2-13 — System Operating Limits Methodology for the Planning Horizon

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
		<p>OR</p> <p>The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but two of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided up to 30 calendar days after the effectiveness of the change.</p>	<p>OR</p> <p>The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but two of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided 30 calendar days or more, but less than 60 calendar days after the effectiveness of the change.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but three of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided up to 30 calendar days after the effectiveness of the change.</p>	<p>methodology, the changed methodology was provided 90 calendar days or more after the effectiveness of the change.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but two of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided 60 calendar days or more, but less than 90 calendar days after the effectiveness of the change.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but three of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided 30 calendar days or more, but less than 60 calendar days after the effectiveness of the change.</p> <p>The Planning Authority issued its SOL Methodology and changes to that methodology to all but four of the required entities AND for a change in methodology, the changed methodology was provided up to 30 calendar days after the effectiveness of the change.</p>
R5	The Planning Authority received documented technical	The Planning Authority received documented technical	The Planning Authority received documented technical	The Planning Authority received documented technical

Standard FAC-010-2-13 — System Operating Limits Methodology for the Planning Horizon

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
<p>(Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)</p>	<p>comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was longer than 45 calendar days but less than 60 calendar days.</p>	<p>comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was 60 calendar days or longer but less than 75 calendar days.</p>	<p>comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was 75 calendar days or longer but less than 90 calendar days.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Authority's response to documented technical comments on its SOL Methodology indicated that a change will not be made, but did not include an explanation of why the change will not be made.</p>	<p>comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was 90 calendar days or longer.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Authority's response to documented technical comments on its SOL Methodology did not indicate whether a change will be made to the SOL Methodology.</p>

E. Regional Differences

1. The following Interconnection-wide Regional Difference shall be applicable in the Western Interconnection:
 - 1.1. As governed by the requirements of R2.5 and R2.6, starting with all Facilities in service, shall require the evaluation of the following multiple Facility Contingencies when establishing SOLs:
 - 1.1.1 Simultaneous permanent phase to ground Faults on different phases of each of two adjacent transmission circuits on a multiple circuit tower, with Normal Clearing. If multiple circuit towers are used only for station entrance and exit purposes, and if they do not exceed five towers at each station, then this condition is an acceptable risk and therefore can be excluded.
 - 1.1.2 A permanent phase to ground Fault on any generator, transmission circuit, transformer, or bus section with Delayed Fault Clearing except for bus sectionalizing breakers or bus-tie breakers addressed in E1.1.7
 - 1.1.3 Simultaneous permanent loss of both poles of a direct current bipolar Facility without an alternating current Fault.
 - 1.1.4 The failure of a circuit breaker associated with a ~~Special Protection~~ System Remedial Action Scheme to operate when required following: the loss of any element without a Fault; or a permanent phase to ground Fault, with Normal Clearing, on any transmission circuit, transformer or bus section.
 - 1.1.5 A non-three phase Fault with Normal Clearing on common mode Contingency of two adjacent circuits on separate towers unless the event frequency is determined to be less than one in thirty years.
 - 1.1.6 A common mode outage of two generating units connected to the same switchyard, not otherwise addressed by FAC-010.
 - 1.1.7 The loss of multiple bus sections as a result of failure or delayed clearing of a bus tie or bus sectionalizing breaker to clear a permanent Phase to Ground Fault.
 - 1.2. SOLs shall be established such that for multiple Facility Contingencies in E1.1.1 through E1.1.5 operation within the SOL shall provide system performance consistent with the following:
 - 1.2.1 All Facilities are operating within their applicable Post-Contingency thermal, frequency and voltage limits.
 - 1.2.2 Cascading does not occur.
 - 1.2.3 Uncontrolled separation of the system does not occur.
 - 1.2.4 The system demonstrates transient, dynamic and voltage stability.
 - 1.2.5 Depending on system design and expected system impacts, the controlled interruption of electric supply to customers (load shedding), the planned removal from service of certain generators, and/or the curtailment of contracted firm (non-recallable reserved) electric power transfers may be necessary to maintain the overall security of the interconnected transmission systems.
 - 1.2.6 Interruption of firm transfer, Load or system reconfiguration is permitted through manual or automatic control or protection actions.

Standard FAC-010-2-13 — System Operating Limits Methodology for the Planning Horizon

- 1.2.7 To prepare for the next Contingency, system adjustments are permitted, including changes to generation, Load and the transmission system topology when determining limits.
- 1.3. SOLs shall be established such that for multiple Facility Contingencies in E1.1.6 through E1.1.7 operation within the SOL shall provide system performance consistent with the following with respect to impacts on other systems:
 - 1.3.1 Cascading does not occur.
- 1.4. The Western Interconnection may make changes (performance category adjustments) to the Contingencies required to be studied and/or the required responses to Contingencies for specific facilities based on actual system performance and robust design. Such changes will apply in determining SOLs.

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	November 1, 2006	Adopted by Board of Trustees	New
1	November 1, 2006	Fixed typo. Removed the word “each” from the 1 st sentence of section D.1.3, Data Retention.	01/11/07
2	June 24, 2008	Adopted by Board of Trustees; FERC Order 705	Revised
2		Changed the effective date to July 1, 2008 Changed “Cascading Outage” to “Cascading” Replaced Levels of Non-compliance with Violation Severity Levels	Revised
2	January 22, 2010	Updated effective date and footer to April 29, 2009 based on the March 20, 2009 FERC Order	Update
2.1	November 5, 2009	Adopted by the Board of Trustees — errata change Section E1.1 modified to reflect the renumbering of requirements R2.4 and R2.5 from FAC-010-1 to R2.5 and R2.6 in FAC-010-2.	Errata
2.1	April 19, 2010	FERC Approved — errata change Section E1.1 modified to reflect the renumbering of requirements R2.4 and R2.5 from FAC-010-1 to R2.5 and R2.6 in FAC-010-2.	Errata
2.1	February 7, 2013	R5 and associated elements approved by NERC Board of Trustees for retirement as part of the Paragraph 81 project (Project 2013-02) pending applicable regulatory approval.	

Standard FAC-010-~~2-13~~ — System Operating Limits Methodology for the Planning Horizon

2.1	November 21, 2013	R5 and associated elements approved by FERC for retirement as part of the Paragraph 81 project (Project 2013-02)	
2.1	February 24, 2014	Updated VSLs based on June 24, 2013 approval.	
<u>3</u>	<u>November 13, 2014</u>	<u>Adopted by the NERC Board of Trustees</u>	<u>Replaced references to Special Protection System and SPS with Remedial Action Scheme and RAS</u>

Norme FAC-011-23 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~exploitation du réseau pour l'~~horizon d'exploitation~~horizon d'exploitation

A. Introduction

1. **Titre :** Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation
2. **Numéro :** FAC-011-~~23~~
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *limites d'exploitation du réseau (SOL)* considérées pour l'~~exploitation~~exploitation fiable du *système de production-transport d'électricité* ~~(BES)~~ (BES) ~~sont déterminées~~ selon une ou des méthodes bien définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Coordonnateur de la fiabilité*
5. **Date d'entrée en vigueur :** ~~Le 29 avril 2009~~ Voir le plan de mise en œuvre pour la définition révisée du terme *automatisme de réseau*.

B. Exigences

- E1. Le *coordonnateur de la fiabilité* doit avoir ~~par écrit~~ une méthode documentée d'établissement des *limites d'exploitation du réseau* (méthode ~~d'établissement~~d'établissement des *SOL*) dans sa *zone de fiabilité*. Cette méthode doit :
 - E1.1. s'appliquer aux *SOL* à définir pour l'horizon d'exploitation ;
 - E1.2. stipuler que les *SOL* ne doivent pas dépasser les *caractéristiques assignées des installations* concernées ;
 - E1.3. expliquer comment déterminer le sous-ensemble des *SOL* qui constitue les *limites d'exploitation pour la fiabilité de* ~~l'Interconnexion~~Interconnexion (*IROL*).
- E2. La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* doit spécifier que les *SOL* définies doivent permettre au ~~système de production-transport d'électricité (BES)~~BES de fonctionner conformément à ce qui suit :
 - E2.1. Dans son état de précontingence, le *BES* doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ; toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées*, sans ~~dépasser~~dépassement de leurs limites thermiques et ~~de~~ leurs limites de tension et de stabilité. Dans l'~~établissement~~établissement des *SOL*, l'état du ~~système de production-transport d'électricité (BES)~~ considéré doit être celui où il fonctionne dans les conditions actuelles et prévues, en tenant compte des modifications ~~de~~ sa topologie, en cas ~~d'indisponibilités d'installation~~d'indisponibilité d'installations par exemple.
 - E2.2. À la suite des *contingences* simples¹ définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3, le *réseau* doit être stable en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ; toutes les *installations* doivent fonctionner selon leurs *caractéristiques assignées* sans ~~dépasser~~dépassement de leurs limites thermiques et ~~de~~ leurs limites de tension et de stabilité, et il ne doit pas se produire de ~~pannes suite à des déclenchements en cascade~~ ou de séparation ~~non maîtrisée~~fortuite du *réseau*.

¹ Les contingences définies aux exigences E2.2.1 à E2.2.3 de la norme FAC-011 sont celles qu'il est impératif d'étudier, et non nécessairement les seules qui méritent de l'être.

Norme FAC-011-23 — Méthode d'établissement d'établissement des limites d'exploitation d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation l'horizon d'exploitation

- E2.2.1.** Défaut monophasé à la terre ou défaut triphasé (~~selon~~ le plus grave des deux), avec *élimination normale du défaut*, ~~sur~~touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt; ~~en défaut~~.
- E2.2.2.** Perte sans défaut d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un ~~élément shunt~~ ~~sans défaut~~;
- E2.2.3.** Blocage ~~d'un~~d'un pôle, avec *élimination normale du défaut*, ~~sur~~un réseau à courant continu haute tension, monopolaire ou bipolaire;
- E2.3.** Dans la détermination de la réponse du réseau ~~face~~ à une *contingence* simple, les interventions ci-dessous sont acceptables :
- E2.3.1.** une interruption planifiée ou contrôlée de la fourniture d'électricité à des clients raccordés de façon radiale ou à certains clients du réseau local ~~branchés ou alimentés par qui sont raccordés à l'installation~~ en défaut ou ~~par~~ à la zone affectée touchée, ou alimentés par elle ;
- E2.3.2.** une interruption ~~de la fourniture d'électricité du service~~ à d'autres clients du réseau, (a) seulement si le réseau a déjà été ajusté ou est en cours d'ajustement; à la suite ~~de la première~~ d'au moins une indisponibilité préalable, ou (b) si les conditions d'exploitation réelles en temps réel sont plus défavorables que prévu dans ~~par~~ les études correspondantes ;
- E2.3.3.** une reconfiguration du réseau par commande manuelle ou automatique ou intervention des protections.
- E2.4.** En prévision de la ~~prochaine~~ *contingence suivante*, il est permis d'apporter au réseau des ajustements qui peuvent concerner la production; ainsi que les utilisations ou la topologie du réseau de transport ~~et sa topologie~~.
- E3.** La méthode du *coordonnateur de la fiabilité* pour établir les SOL doit comprendre, au minimum, une description des points ci-dessous; ~~accompagnée des marges et toute marge~~ de fiabilité ~~correspondantes~~ correspondante :
- E3.1.** le modèle d'étude (devant couvrir au moins la totalité de la *zone de fiabilité* et prendre en compte les détails de modélisation critiques des autres *zones de fiabilité* qui peuvent avoir une incidence sur une ou des *installations* à l'étude) ;
- E3.2.** la sélection des *contingences* applicables ;
- E3.3.** un processus permettant ~~d'établir~~ d'établir quelles *limites de stabilité* correspondant à la liste des contingences multiples (fournies par le *responsable de la planification* conformément à l'exigence E6 de la norme FAC-014) sont applicables ~~pour~~ à l'horizon d'exploitation étant donné ~~les conditions réelles~~ l'état réel ou ~~prévues~~ prévu du réseau.
- E3.3.1.** Ce processus doit tenir compte de la nécessité de modifier ces limites, ~~leur~~ la liste de celles-ci ainsi que ~~elle~~ la liste des *contingences* multiples ~~s'y rapportant~~ correspondante ;
- E3.4.** le niveau de détail des modèles de réseau considérés pour établir les SOL ;
- E3.5.** les utilisations autorisées ~~d'automatismes de réseau ou~~ de plans de défense ;
- E3.6.** ~~état~~ l'état anticipé de la configuration du réseau de transport, de la répartition de la production et du niveau de charge ;

Norme FAC-011-23 — Méthode d'établissement d'établissement des limites d'exploitation d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation l'horizon d'exploitation

E3.7. les critères permettant de déterminer quand le dépassement d'une SOL qui définissent une limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL) et les critères permettant d'établir le délai IROL T_p , correspondant.

E4. Le coordonnateur de la fiabilité doit transmettre sa méthode d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées, ainsi que toute modification apportée à la méthode, aux entités précisées ci-dessous, avant la mise en vigueur de la méthode ou d'une modification à la méthode celle-ci :

E4.1. chaque coordonnateur de la fiabilité de réseau adjacent au sien et chaque coordonnateur de la fiabilité ayant indiqué avoir besoin de la méthode à des fins de fiabilité ;

E4.2. chaque responsable de la planification et planificateur de réseau de transport qui modélise une partie quelconque de la zone de fiabilité ;

E4.3. chaque exploitant de réseau de transport dont l'activité s'exerce dans sa zone de fiabilité.

E2. Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations techniques écrites à l'égard de celle-ci, le coordonnateur de la fiabilité doit lui répondre par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations. La réponse doit indiquer si une modification sera apportée à la méthode et, dans la négative, dire pourquoi. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

C. Mesures

M1. La méthode d'établissement d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité doit tenir compte de tous les points énumérés aux exigences E1 à E3.

M2. Le coordonnateur de la fiabilité doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a transmis sa méthode d'établissement d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées à la méthode, y compris la date de ces communications, conformément à l'exigence E4.

M3. Si un destinataire de la méthode d'établissement des SOL formule des observations écrites à la suite de son examen technique de celle-ci, le coordonnateur de la fiabilité qui a transmis cette méthode doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il lui a répondu par écrit dans les 45 jours civils suivant la réception de ces observations, conformément à l'exigence E5. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsabilité de la surveillance de la conformité

Organisation régionale de fiabilité

1.2. ~~Périodicité~~Période de la surveillance de la conformité et délai de retour en conformité

Chaque *coordonnateur de la fiabilité* doit présenter une déclaration sur la conformité au *responsable des mesures pour assurer la conformité* au moins tous les trois ans. Les nouveaux *coordonnateurs de la fiabilité* doivent démontrer leur conformité au moyen ~~d'un~~d'un audit sur place mené par le *responsable des mesures pour assurer la conformité* au cours de leur première année ~~d'activité~~d'activité. Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit aussi mener un audit sur place tous les neuf ans et enquêter si les prestations donnent lieu à une plainte.

Le délai de rétablissement de l'état de conformité est de 12 mois après la plus récente non-conformité.

1.3. Conservation des données

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit conserver les parties remplacées de sa méthode d'établissement des SOL pendant 12 mois après la date de modification ~~à la méthode. Il doit aussi conserver pendant trois ans les observations écrites reçues à l'égard de sa méthode et les réponses fournies de la méthode.~~ En outre, les entités jugées non conformes doivent conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elles soient jugées de nouveau conformes. ~~(Retrait du texte — Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)~~

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver le dernier audit ainsi que tous les dossiers de conformité subséquents.

1.4. Autres informations sur la conformité

Le *coordonnateur de la fiabilité* doit ~~mettre~~rendre les éléments ci-dessous disponibles à des fins d'inspection lorsque le *responsable des mesures pour assurer la conformité* vient mener un audit sur place ou dans les 15 jours ouvrables suivant une demande dans le cadre d'une enquête motivée par une plainte :

1.4.1 méthode ~~d'établissement~~d'établissement des SOL ;

~~1.4.2 — observations écrites reçues d'un destinataire de la méthode d'établissement des SOL ayant effectué un examen technique de celle-ci et les réponses fournies ; (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)~~

Norme FAC-011-23 — Méthode d'établissement d'établissement des limites d'exploitation d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation l'horizon d'exploitation

~~1.4.3~~~~1.4.2~~ parties de la méthode d'établissement d'établissement des SOL qui ont été remplacées au cours des 12 derniers mois ;

~~1.4.4~~~~1.4.3~~ pièces justificatives attestant que la méthode d'établissement d'établissement des SOL et toutes les modifications apportées au cours des 12 derniers mois ont été transmises à toutes les entités qui le requièrent.

2. Niveaux de non-conformité pour l'Interconnexion de l'Ouest : (à remplacer une fois les VSL développés et approuvés par le WECC)

2.1. Niveau 1 : Il y a non-conformité de niveau 1 dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

2.1.1 La méthode d'établissement d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées.

~~2.1.2 — Il n'y a pas de pièces justificatives des réponses aux observations d'un destinataire sur la méthode d'établissement des SOL. (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)~~

2.2. Niveau 2 : La méthode d'établissement d'établissement des SOL ne prescrit pas de respecter tous les points des exigences E3.1, E3.2 et E3.4 à E3.7 et du paragraphe 1 de la section E.

2.3. Niveau 3 : Il y a non-conformité de niveau 3 dans l'une ou l'autre l'autre des situations suivantes :

2.3.1 La méthode d'établissement d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et ~~n'indiquen~~ ~~l'indique~~ pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau ~~face~~ à l'une des trois *contingences* simples définies à ~~l'exigence~~ ~~l'exigence~~ E2.2.

2.3.2 La méthode d'établissement d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et n'indique pas non plus qu'il faut évaluer la réponse du réseau ~~face~~ à deux des sept *contingences* multiples définies au paragraphe 1.1 de la section E.

2.3.3 La méthode d'établissement d'établissement des SOL ne stipule pas que les *caractéristiques assignées des installations* ne doivent pas être dépassées et passe sous silence deux des six points définis aux exigences E3.1, E3.2 et E3.4 à E3.7.

2.4. Niveau 4 : La méthode d'établissement d'établissement des SOL n'a pas été transmise à toutes les entités qui le requièrent, conformément à l'exigence E4.

Norme FAC-011-23 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

3. Niveaux de gravité de la non-conformité :

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Le coordonnateur de la fiabilité dispose d'une <u>une</u> méthode écrite d'établissement documentée d'établissement des SOL dans sa zone de fiabilité, mais <u>cette méthode-celle-ci</u> ne <u>tientraite</u> pas <u>compte</u> de l'exigence E1.2.	Le coordonnateur de la fiabilité dispose d'une <u>une</u> méthode écrite d'établissement documentée d'établissement des SOL dans sa zone de fiabilité, mais <u>cette méthode-celle-ci</u> ne <u>tientraite</u> pas <u>compte</u> de l'exigence E1.3.	Le coordonnateur de la fiabilité dispose d'une <u>une</u> méthode écrite d'établissement documentée d'établissement des SOL dans sa zone de fiabilité, mais <u>cette méthode-celle-ci</u> ne <u>tientraite</u> pas <u>compte</u> de l'exigence E1.1. OU Le coordonnateur de la fiabilité <u>ne dispose d'aucunen'a pas de</u> méthode d'établissement documentée d'établissement des SOL dans sa zone de fiabilité.
E2	La méthode d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité prescrit <u>de définir ces limites que les SOL soient définies</u> de façon que le BES fonctionne normalement suivant une contingence simple, mais <u>elle ne prescrit fait pas de les définir en état pour l'état</u> de précontingence (E2.1).	Sans objet	La méthode d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité prescrit <u>de définir ces limites que les SOL soient définies</u> de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, mais <u>elle ne prescrit fait pas de les définir suivant une en cas de</u> contingence simple (E2.2-E2.4).	La méthode d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité ne prescrit pas <u>de définir ces limites que les SOL soient définies</u> de façon que le BES fonctionne normalement en état de précontingence, et <u>elle ne prescrit fait pas de les définir suivant une non plus en cas de</u> contingence simple (E2.1-E2.4).
E3	La méthode d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour l'une des exigences comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, <u>ne fournit pas la description requisesauf un.</u>	La méthode d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour deux des exigences comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, <u>ne fournit pas la description requisesauf deux.</u>	La méthode d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour trois des exigences comprend une description de tous les points en E3.1 à E3.7, <u>ne fournit pas la description requisesauf trois.</u>	La méthode d'établissement des SOL du coordonnateur de la fiabilité dispose d'une méthode écrite d'établissement des SOL qui, pour plus de trois exigences E3.1 à E3.7, <u>ne fournit pas laomet une description requises'au moins quatre points en E3.1 à E3.7.</u>

Norme FAC-011-23 — Méthode d'établissement d'établissement des limites d'exploitation d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation l'horizon d'exploitation

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E4E3.6	<p>Au moins l'une des situations suivantes :</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent.</p> <p>Pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification. s. o.</p>	<p>L'une des situations suivantes :</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 ours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification. s. o.</p>	<p>L'une des situations suivantes :</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 60 et 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à trois des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification. s. o.</p>	<p>L'une des situations suivantes :</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à plus de trois des entités qui le requièrent.</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à l'une des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de plus de 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à deux des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 60 et 90 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la</p>

Norme FAC-011-23 — Méthode d'établissement d'établissement des limites d'exploitation d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation l'horizon d'exploitation

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				<p>méthode à trois des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai compris entre 30 et 60 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la fiabilité n'a pas transmis sa méthode d'établissement des SOL et les modifications apportées à la méthode à quatre des entités qui le requièrent ET pour une modification apportée à la méthode, la méthode modifiée a été transmise dans un délai de moins de 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification. s. o.</p>
<p>E5 (Retrait approuvé par la FERC en vigueur le 21 janvier 2014.)E4</p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité a reçu des observations techniques écrites à l'égardomis de transmettre sa méthode d'établissement d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 45ou des modifications apportées à cette méthode à l'une des entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et 60E4.3.</p> <p>OU</p> <p>Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a été</p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité a reçu des observations techniques écrites à l'égardomis de transmettre sa méthode d'établissement d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 60ou des modifications apportées à cette méthode à deux entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et 75E4.3.</p> <p>OU</p> <p>Si des modifications ont été apportées à la méthode, la</p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité a reçu des observations techniques écrites à l'égardomis de transmettre sa méthode d'établissement d'établissement des SOL et il a fourni une réponse complète dans un délai compris entre 75ou des modifications apportées à cette méthode à trois entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et 90E4.3.</p> <p>OU</p> <p>Si des modifications ont été apportées à la méthode, la</p>	<p>Le coordonnateur de la fiabilité a reçu des observations techniques écrites à l'égardomis de transmettre sa méthode d'établissement d'établissement des SOL et ilune ou des modifications apportées à cette méthode à au moins quatre entités précisées aux exigences E4.1, E4.2 et E4.3.</p> <p>OU</p> <p>Si des modifications ont été apportées à la méthode, la méthode modifiée a fourni une réponse complète dans un délai</p>

Norme FAC-011-23 — Méthode ~~d'établissement~~d'établissement des limites ~~d'exploitation~~d'exploitation du réseau pour ~~l'horizon d'exploitation~~l'horizon d'exploitation

Exigence	Faible	Modéré	Élevé	Critique
	<p>transmise à une ou plusieurs entités précisées avant l'entrée en vigueur des modifications, mais elle a été transmise à l'ensemble des entités précisées au plus e 10 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 10 jours civils et au plus 20 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>méthode modifiée a été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 20 jours civils-</p> <p>OU</p> <p>Dans sa réponse aux observations écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL, le coordonnateur de la fiabilité a indiqué qu'il n'y aura pas de modification, mais n'a pas expliqué pourquoi, et au plus 30 jours civils après l'entrée en vigueur de la modification.</p>	<p>de été transmise à une ou plusieurs des entités précisées plus de 9030 jours civils-</p> <p>OU</p> <p>Dans sa réponse aux observations écrites à l'égard de sa méthode d'établissement des SOL, le coordonnateur de la fiabilité n'a pas indiqué si une modification sera apportée à la méthode, après l'entrée en vigueur de la modification.</p>

Différences régionales

1. Les différences régionales ci-dessous s'appliquent à l'ensemble de l'*Interconnexion* de l'Ouest :
 - 1.1. Tel que régi par l'~~exigence~~^{l'exigence} E3.3, l'~~établissement~~^{l'établissement} des SOL, ~~avec~~^{lorsque} toutes les *installations* ~~sont~~^{sont} en service, doit tenir compte des *contingences* multiples ~~d'installation~~^{d'installation} ci-dessous :
 - 1.1.1 ~~défauts~~ phase-terre permanents simultanés ~~sur~~^{sur} ~~dans~~^{dans} des phases différentes, ~~sur~~^{sur} ~~chaque~~^{chaque} ~~des~~^{de} deux circuits de transport adjacents ~~sur~~^{sur} ~~un~~^{un} pylône multiterne, avec *élimination normale du défaut*. Dans le cas où ~~des~~^{des} pylônes multiternes ~~n'existent qu'à l'entrée~~^{servent qu'au départ de ligne} et ~~à la sortie d'un poste,~~^{et que leur nombre} ne ~~sont~~^{sont} ~~dépasse~~^{dépasse} pas ~~plus de~~^{plus de} cinq pylônes à ~~chaque~~^{dans} un poste, ce risque est considéré admissible et peut ne pas être pris en compte ;
 - 1.1.2 *défaut* phase-terre permanent ~~sur~~^{sur} ~~dans~~^{dans} un groupe de production, un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de ~~barres~~^{barre}, avec *élimination retardée du défaut*, sauf dans le cas des disjoncteurs de sectionnement ou de raccordement ~~tel que défini au paragraphe~~^{visés par l'alinéa} 1.1.7 de la présente section ;
 - 1.1.3 perte permanente et simultanée des deux pôles d'une *installation* bipolaire à courant continu, sans *défaut* ~~sur~~^{sur} ~~dans~~^{dans} le courant alternatif ;
 - 1.1.4 défaillance d'un disjoncteur lié à un *automatisme de réseau* à la suite de la perte d'un élément sans *défaut* ou ~~à la suite~~^{à la suite} d'un *défaut* phase-terre permanent, avec *élimination normale du défaut*, ~~sur~~^{sur} ~~dans~~^{dans} un circuit de transport, un transformateur ou un tronçon de ~~barres~~^{barre} ;
 - 1.1.5 *défaut* autre que triphasé avec *élimination normale du défaut* ~~sur~~^{sur} ~~en~~^{en} ~~cas de~~^{cas de} *contingence* ~~en~~^{en} mode commun touchant deux circuits adjacents ~~sur~~^{sur} ~~de~~^{de} pylônes distincts, sauf s'il est déterminé que la fréquence ~~de l'événement~~^{d'un tel événement} est inférieure à une fois ~~par~~^{par} ~~aux~~^{aux} trente ans ;
 - 1.1.6 panne ~~en~~^{en} mode commun ~~detouchant~~^{detouchant} deux groupes de production raccordés au même poste de départ, ~~non~~^{et qui n'est pas} traitée ~~ailleurs~~^{ailleurs} dans la norme FAC-011 ;
 - 1.1.7 perte de plusieurs tronçons de ~~barres~~^{barre} causée par la défaillance ou l'ouverture retardée d'un disjoncteur de raccordement ou de sectionnement de ~~barres~~^{barre} pour éliminer un *défaut* phase-terre permanent.
 - 1.2. Les SOL doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples ~~d'installation~~^{d'installation} définies aux ~~paragraphe~~^{alinéas} 1.1.1 à 1.1.5 de la présente section, leur respect permette au *réseau* de fonctionner dans les conditions suivantes :
 - 1.2.1 fonctionnement de toutes les *installations* dans leurs limites thermiques ~~et leurs~~^{limites}, de fréquence et de tension post-contingence ;
 - 1.2.2 ~~pas~~^{pas} ~~absence~~^{absence} de ~~panne~~^{panne} ~~suite à des~~^{suite à des} *déclenchements en cascade* ;
 - 1.2.3 ~~pas~~^{pas} ~~absence~~^{absence} de séparation ~~non maîtrisée~~^{fortuite} du *réseau* ;
 - 1.2.4 stabilité du ~~système~~^{système} *réseau* en régimes transitoire et dynamique ainsi qu'en tension ;

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

- 1.2.5 selon la conception du *réseau* et les impacts prévus sur le réseau, l'interruption ~~contrôlée~~maîtrisée de la fourniture ~~d'électricité~~d'électricité à des clients (délestage ~~de charge~~), la mise hors service planifiée de certains groupes de production ~~et/ou~~ la réduction de transferts d'électricité fermes (réservés et non révocables) sous contrat peuvent être nécessaires pour maintenir la sécurité globale des réseaux de transport interconnectés ;
- 1.2.6 l'interruption des transferts fermes, de la *charge* ou ~~de~~ la reconfiguration du *réseau* est permise par commande manuelle ou automatique ou par intervention des protections ;
- 1.2.7 lors de l'établissement des limites en prévision de la ~~prochaine~~contingence suivante, il est permis d'apporter au *réseau* des ajustements pouvant toucher la production, la *charge* et la topologie du réseau de transport ~~dans l'établissement des limites~~.
- 1.3. Les *SOL* doivent être établies de manière que, dans le cas des *contingences* multiples d'installation définies aux ~~paragrap~~paragrap~~hes~~alinéas 1.1.6 et 1.1.7 de la présente section, leur respect permette au *réseau* de fonctionner dans les conditions ~~ei-dessous~~suyvantes en ce qui a trait aux effets sur les autres *réseaux* :
- 1.3.1 absence de déclenchements en cascade.
- 1.4. L'*Interconnexion* de l'Ouest peut apporter des modifications (ajustement des catégories de performance) aux *contingences* à étudier ~~et/ou aux réponses du réseau nécessaires à la~~ réponse nécessaire en cas de *contingence* touchant des *installations* particulières, en fonction de la performance réelle et de la robustesse du *réseau*. Ces modifications s'appliqueront dans ~~l'établissement~~l'établissement des *SOL*.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoptée <u>Adoption</u> par le conseil d'administration <u>d'administration</u> de la NERC.	Nouvelle
2		Changement de la date d'entrée en vigueur pour le 1 ^{er} octobre 2008. Remplacement de « Cascading Outage » par «Cascading». Remplacement de « Levels of Non-compliance » par « Violation Severity Levels ». Correction de la note de bas de page 1 à <u>afin qu'elle renvoie vers</u> la référence <u>référence</u> -FAC-011 plutôt que <u>la</u> FAC-010.	Révisée
2	24 juin 2008	Adoptée <u>Adoption</u> par le conseil d'administration <u>d'administration</u> de la NERC : ordonnance 705 de la FERC .	Révisée

Norme FAC-011-3 — Méthode d'établissement des limites d'exploitation du réseau pour l'horizon d'exploitation

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
2	22 janvier 2010	Mise à jour de la date de <u>mises</u> d'entrée en vigueur et du bas pied de page pour le 29 avril 2009 basée sur <u>l'ordonnance</u> en fonction de <u>l'ordonnance</u> de la FERC du 20 mars 2009.	Mise à jour
2	7 février 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 et les éléments associés par le conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »). En attente d'approbation réglementaire.	
2	21 novembre 2013	Approbation du retrait de l'exigence E5 and les éléments associés par la FERC dans le cadre du projet « Paragraph 81 » (« Project 2013-02 »).	
2	24 février 2014	Mise à jour des VSL basée sur en fonction de l'approbation du 24 juin 2013.	
<u>3</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoptée par le conseil d'administration de la NERC.</u>	<u>Remplacement dans la version anglaise des termes « Special Protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »</u>
<u>3</u>	<u>19 novembre 2015</u>	<u>Ordonnance de la FERC approuvant la norme FAC-011-3 (dossier RM15-13-000).</u>	

A. Introduction

1. **Title:** System Operating Limits Methodology for the Operations Horizon
2. **Number:** FAC-011-~~32~~
3. **Purpose:** To ensure that System Operating Limits (SOLs) used in the reliable operation of the Bulk Electric System (BES) are determined based on an established methodology or methodologies.
4. **Applicability**
 - 4.1. Reliability Coordinator
5. **Effective Date:** See Implementation Plan for the Revised Definition of “Remedial Action Scheme”. ~~April 29, 2009~~

B. Requirements

- R1. The Reliability Coordinator shall have a documented methodology for use in developing SOLs (SOL Methodology) within its Reliability Coordinator Area. This SOL Methodology shall:
 - R1.1. Be applicable for developing SOLs used in the operations horizon.
 - R1.2. State that SOLs shall not exceed associated Facility Ratings.
 - R1.3. Include a description of how to identify the subset of SOLs that qualify as IROLs.
- R2. The Reliability Coordinator’s SOL Methodology shall include a requirement that SOLs provide BES performance consistent with the following:
 - R2.1. In the pre-contingency state, the BES shall demonstrate transient, dynamic and voltage stability; all Facilities shall be within their Facility Ratings and within their thermal, voltage and stability limits. In the determination of SOLs, the BES condition used shall reflect current or expected system conditions and shall reflect changes to system topology such as Facility outages.
 - R2.2. Following the single Contingencies¹ identified in Requirement 2.2.1 through Requirement 2.2.3, the system shall demonstrate transient, dynamic and voltage stability; all Facilities shall be operating within their Facility Ratings and within their thermal, voltage and stability limits; and Cascading or uncontrolled separation shall not occur.
 - R2.2.1. Single line to ground or 3-phase Fault (whichever is more severe), with Normal Clearing, on any Faulted generator, line, transformer, or shunt device.
 - R2.2.2. Loss of any generator, line, transformer, or shunt device without a Fault.
 - R2.2.3. Single pole block, with Normal Clearing, in a monopolar or bipolar high voltage direct current system.
 - R2.3. In determining the system’s response to a single Contingency, the following shall be acceptable:

¹ The Contingencies identified in FAC-011 R2.2.1 through R2.2.3 are the minimum contingencies that must be studied but are not necessarily the only Contingencies that should be studied.

- R2.3.1.** Planned or controlled interruption of electric supply to radial customers or some local network customers connected to or supplied by the Faulted Facility or by the affected area.
 - R2.3.2.** Interruption of other network customers, (a) only if the system has already been adjusted, or is being adjusted, following at least one prior outage, or (b) if the real-time operating conditions are more adverse than anticipated in the corresponding studies
 - R2.3.3.** System reconfiguration through manual or automatic control or protection actions.
- R2.4.** To prepare for the next Contingency, system adjustments may be made, including changes to generation, uses of the transmission system, and the transmission system topology.
- R3.** The Reliability Coordinator’s methodology for determining SOLs, shall include, as a minimum, a description of the following, along with any reliability margins applied for each:
 - R3.1.** Study model (must include at least the entire Reliability Coordinator Area as well as the critical modeling details from other Reliability Coordinator Areas that would impact the Facility or Facilities under study.)
 - R3.2.** Selection of applicable Contingencies
 - R3.3.** A process for determining which of the stability limits associated with the list of multiple contingencies (provided by the Planning Authority in accordance with FAC-014 Requirement 6) are applicable for use in the operating horizon given the actual or expected system conditions.
 - R3.3.1.** This process shall address the need to modify these limits, to modify the list of limits, and to modify the list of associated multiple contingencies.
 - R3.4.** Level of detail of system models used to determine SOLs.
 - R3.5.** Allowed uses of ~~Remedial Action Schemes~~Special Protection Systems.
 - R3.6.** Anticipated transmission system configuration, generation dispatch and Load level
 - R3.7.** Criteria for determining when violating a SOL qualifies as an Interconnection Reliability Operating Limit (IROL) and criteria for developing any associated IROL T_v .
- R4.** The Reliability Coordinator shall issue its SOL Methodology and any changes to that methodology, prior to the effectiveness of the Methodology or of a change to the Methodology, to all of the following:
 - R4.1.** Each adjacent Reliability Coordinator and each Reliability Coordinator that indicated it has a reliability-related need for the methodology.
 - R4.2.** Each Planning Authority and Transmission Planner that models any portion of the Reliability Coordinator’s Reliability Coordinator Area.
 - R4.3.** Each Transmission Operator that operates in the Reliability Coordinator Area.
- ~~**R5.** If a recipient of the SOL Methodology provides documented technical comments on the methodology, the Reliability Coordinator shall provide a documented response to that recipient within 45 calendar days of receipt of those comments. The response shall indicate whether a change will be made to the SOL Methodology and, if no change will be made to that SOL Methodology, the reason why. (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)~~

C. Measures

- M1.** The Reliability Coordinator's SOL Methodology shall address all of the items listed in Requirement 1 through Requirement 3.
- M2.** The Reliability Coordinator shall have evidence it issued its SOL Methodology, and any changes to that methodology, including the date they were issued, in accordance with Requirement 4.
- ~~**M3.** If the recipient of the SOL Methodology provides documented comments on its technical review of that SOL methodology, the Reliability Coordinator that distributed that SOL Methodology shall have evidence that it provided a written response to that commenter within 45 calendar days of receipt of those comments in accordance with Requirement 5. (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)~~

D. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Monitoring Responsibility

Regional Reliability Organization

1.2. Compliance Monitoring Period and Reset Time Frame

Each Reliability Coordinator shall self-certify its compliance to the Compliance Monitor at least once every three years. New Reliability Authorities shall demonstrate compliance through an on-site audit conducted by the Compliance Monitor within the first year that it commences operation. The Compliance Monitor shall also conduct an on-site audit once every nine years and an investigation upon complaint to assess performance.

The Performance-Reset Period shall be twelve months from the last non-compliance.

1.3. Data Retention

The Reliability Coordinator shall keep all superseded portions to its SOL Methodology for 12 months beyond the date of the change in that methodology ~~and shall keep all documented comments on its SOL Methodology and associated responses for three years.~~ In addition, entities found non-compliant shall keep information related to the non-compliance until found compliant. ~~(Deleted text retired Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)~~

The Compliance Monitor shall keep the last audit and all subsequent compliance records.

1.4. Additional Compliance Information

The Reliability Coordinator shall make the following available for inspection during an on-site audit by the Compliance Monitor or within 15 business days of a request as part of an investigation upon complaint:

1.4.1 SOL Methodology.

~~1.4.2~~ Documented comments provided by a recipient of the SOL Methodology on its technical review of a SOL Methodology, and the associated responses. (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)

~~1.4.41.4.2~~ Superseded portions of its SOL Methodology that had been made within the past 12 months.

~~1.4.51.4.3~~ Evidence that the SOL Methodology and any changes to the methodology that occurred within the past 12 months were issued to all required entities.

2. Levels of Non-Compliance for Western Interconnection: (To be replaced with VSLs once developed and approved by WECC)

2.1. Level 1: There shall be a level one non-compliance if either of the following conditions exists:

2.1.1 The SOL Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded.

~~2.2.0~~ No evidence of responses to a recipient's comments on the SOL Methodology (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)

~~2.3.2.2.~~ **Level 2:** The SOL Methodology did not include a requirement to address all of the elements in R3.1, R3.2, R3.4 through R3.7 and E1.

~~2.4.2.3.~~ **Level 3:** There shall be a level three non-compliance if any of the following conditions exists:

~~2.4.12.3.1~~ The SOL Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded and the methodology did not include evaluation of system response to one of the three types of single Contingencies identified in R2.2.

~~2.4.22.3.2~~ The SOL Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded and the methodology did not include evaluation of system response to two of the seven types of multiple Contingencies identified in E1.1.

~~2.4.32.3.3~~ The System Operating Limits Methodology did not include a statement indicating that Facility Ratings shall not be exceeded and the methodology did not address two of the six required topics in R3.1, R3.2, R3.4 through R3.7.

~~2.5.2.4.~~ **Level 4:** The SOL Methodology was not issued to all required entities in accordance with R4.

3. Violation Severity Levels:

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
R1	Not applicable.	The Reliability Coordinator has a documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Reliability Coordinator Area, but it does not address R1.2	The Reliability Coordinator has a documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Reliability Coordinator Area, but it does not address R1.3.	The Reliability Coordinator has a documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Reliability Coordinator Area, but it does not address R1.1. OR The Reliability Coordinator has no documented SOL Methodology for use in developing SOLs within its Reliability Coordinator Area.
R2	The Reliability Coordinator's SOL Methodology requires that SOLs are set to meet BES performance following single contingencies, but does not require that SOLs are set to meet BES performance in the pre-contingency state. (R2.1)	Not applicable.	The Reliability Coordinator's SOL Methodology requires that SOLs are set to meet BES performance in the pre-contingency state, but does not require that SOLs are set to meet BES performance following single contingencies. (R2.2 – R2.4)	The Reliability Coordinator's SOL Methodology does not require that SOLs are set to meet BES performance in the pre-contingency state and does not require that SOLs are set to meet BES performance following single contingencies. (R2.1 through R2.4)
R3	The Reliability Coordinator's SOL Methodology includes a description for all but one of the following: R3.1 through R3.7.	The Reliability Coordinator's SOL Methodology includes a description for all but two of the following: R3.1 through R3.7.	The Reliability Coordinator's SOL Methodology includes a description for all but three of the following: R3.1 through R3.7.	The Reliability Coordinator's SOL Methodology is missing a description of four or more of the following: R3.1 through R3.7.
R3.6	N/A	N/A	N/A	N/A
R4	The Reliability Coordinator failed to issue its SOL Methodology and/or one or more changes to that methodology to one of the required entities specified in R4.1, R4.2, and R4.3.	The Reliability Coordinator failed to issue its SOL Methodology and/or one or more changes to that methodology to two of the required entities specified in R4.1, R4.2, and R4.3.	The Reliability Coordinator failed to issue its SOL Methodology and/or one or more changes to that methodology to three of the required entities specified in R4.1, R4.2, and R4.3.	The Reliability Coordinator failed to issue its SOL Methodology and/or one or more changes to that methodology to four or more of the required entities specified in R4.1, R4.2, and R4.3

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
	<p>OR</p> <p>For a change in methodology, the changed methodology was provided to one or more of the required entities before the effectiveness of the change, but was provided to all the required entities no more than 10 calendar days after the effectiveness of the change.</p>	<p>OR</p> <p>For a change in methodology, the changed methodology was provided to one or more of the required entities more than 10 calendar days after the effectiveness of the change, but less than or equal to 20 days after the effectiveness of the change.</p>	<p>OR</p> <p>For a change in methodology, the changed methodology was provided to one or more of required entities more than 20 calendar days after the effectiveness of the change, but less than or equal to 30 days after the effectiveness of the change.</p>	<p>OR</p> <p>For a change in methodology, the changed methodology was provided to one or more of the required entities more than 30 calendar days after the effectiveness of the change.</p>
<p>R5 (Retirement approved by FERC effective January 21, 2014.)</p>	<p>The Reliability Coordinator received documented technical comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was longer than 45 calendar days but less than 60 calendar days.</p>	<p>The Reliability Coordinator received documented technical comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was 60 calendar days or longer but less than 75 calendar days.</p>	<p>The Reliability Coordinator received documented technical comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was 75 calendar days or longer but less than 90 calendar days.</p> <p>OR</p> <p>The Reliability Coordinator's response to documented technical comments on its SOL Methodology indicated that a change will not be made, but did not include an explanation of why the change will not be made.</p>	<p>The Reliability Coordinator received documented technical comments on its SOL Methodology and provided a complete response in a time period that was 90 calendar days or longer.</p> <p>OR</p> <p>The Reliability Coordinator's response to documented technical comments on its SOL Methodology did not indicate whether a change will be made to the SOL Methodology.</p>

Regional Differences

1. The following Interconnection-wide Regional Difference shall be applicable in the Western Interconnection:
 - 1.1. As governed by the requirements of R3.3, starting with all Facilities in service, shall require the evaluation of the following multiple Facility Contingencies when establishing SOLs:
 - 1.1.1 Simultaneous permanent phase to ground Faults on different phases of each of two adjacent transmission circuits on a multiple circuit tower, with Normal Clearing. If multiple circuit towers are used only for station entrance and exit purposes, and if they do not exceed five towers at each station, then this condition is an acceptable risk and therefore can be excluded.
 - 1.1.2 A permanent phase to ground Fault on any generator, transmission circuit, transformer, or bus section with Delayed Fault Clearing except for bus sectionalizing breakers or bus-tie breakers addressed in E1.1.7
 - 1.1.3 Simultaneous permanent loss of both poles of a direct current bipolar Facility without an alternating current Fault.
 - 1.1.4 The failure of a circuit breaker associated with a ~~Special Protection System~~ Remedial Action Scheme to operate when required following: the loss of any element without a Fault; or a permanent phase to ground Fault, with Normal Clearing, on any transmission circuit, transformer or bus section.
 - 1.1.5 A non-three phase Fault with Normal Clearing on common mode Contingency of two adjacent circuits on separate towers unless the event frequency is determined to be less than one in thirty years.
 - 1.1.6 A common mode outage of two generating units connected to the same switchyard, not otherwise addressed by FAC-011.
 - 1.1.7 The loss of multiple bus sections as a result of failure or delayed clearing of a bus tie or bus sectionalizing breaker to clear a permanent Phase to Ground Fault.
 - 1.2. SOLs shall be established such that for multiple Facility Contingencies in E1.1.1 through E1.1.5 operation within the SOL shall provide system performance consistent with the following:
 - 1.2.1 All Facilities are operating within their applicable Post-Contingency thermal, frequency and voltage limits.
 - 1.2.2 Cascading does not occur.
 - 1.2.3 Uncontrolled separation of the system does not occur.
 - 1.2.4 The system demonstrates transient, dynamic and voltage stability.
 - 1.2.5 Depending on system design and expected system impacts, the controlled interruption of electric supply to customers (load shedding), the planned removal from service of certain generators, and/or the curtailment of contracted firm (non-recallable reserved) electric power transfers may be necessary to maintain the overall security of the interconnected transmission systems.
 - 1.2.6 Interruption of firm transfer, Load or system reconfiguration is permitted through manual or automatic control or protection actions.

- 1.2.7 To prepare for the next Contingency, system adjustments are permitted, including changes to generation, Load and the transmission system topology when determining limits.
- 1.3. SOLs shall be established such that for multiple Facility Contingencies in E1.1.6 through E1.1.7 operation within the SOL shall provide system performance consistent with the following with respect to impacts on other systems:
 - 1.3.1 Cascading does not occur.
- 1.4. The Western Interconnection may make changes (performance category adjustments) to the Contingencies required to be studied and/or the required responses to Contingencies for specific facilities based on actual system performance and robust design. Such changes will apply in determining SOLs.

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	November 1, 2006	Adopted by Board of Trustees	New
2		Changed the effective date to October 1, 2008 Changed “Cascading Outage” to “Cascading” Replaced Levels of Non-compliance with Violation Severity Levels Corrected footnote 1 to reference FAC-011 rather than FAC-010	Revised
2	June 24, 2008	Adopted by Board of Trustees: FERC Order 705	Revised
2	January 22, 2010	Updated effective date and footer to April 29, 2009 based on the March 20, 2009 FERC Order	Update
2	February 7, 2013	R5 and associated elements approved by NERC Board of Trustees for retirement as part of the Paragraph 81 project (Project 2013-02) pending applicable regulatory approval.	
2	November 21, 2013	R5 and associated elements approved by FERC for retirement as part of the Paragraph 81 project (Project 2013-02)	
2	February 24, 2014	Updated VSLs based on June 24, 2013 approval.	
32	<u>November 13, 2014</u>	Adopted by the NERC Board of Trustees	Replaced references to Special Protection System and SPS with Remedial Action Scheme and RAS

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination de la protection du réseau
2. **Numéro :** PRC-001-1.1(ii)
3. **Objet :** Donner l'assurance que la protection du réseau est coordonnée entre les entités exploitantes.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. Responsables de l'équilibrage
 - 4.2. Exploitants de réseau de transport
 - 4.3. Exploitants d'installation de production
5. **Date d'entrée en vigueur :** ~~1^{er} janvier 2007~~ Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-001-1.1(ii).

B. Exigences

- E1. Chaque exploitant de réseau de transport, chaque responsable de l'équilibrage et chaque exploitant d'installation de production doit bien connaître l'objectif et les limitations des dispositifs des systèmes de protection qui sont en place dans sa zone.
- E2. Chaque exploitant d'installation de production et chaque exploitant de réseau de transport doit aviser les entités responsables de la fiabilité des défaillances de relais ou d'équipement en procédant comme suit :
 - E2.1. Si la défaillance de relais ou d'équipement de protection réduit la fiabilité du réseau, l'exploitant d'installation de production doit aviser son exploitant de réseau de transport et son responsable de l'équilibrage-hôte. L'exploitant d'installation de production doit prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.
 - E2.2. Si la défaillance de relais ou d'équipement de protection réduit la fiabilité du réseau, l'exploitant de réseau de transport doit aviser son coordonnateur de la fiabilité ainsi que les exploitants de réseau de transport et les responsables de l'équilibrage qui sont touchés. L'exploitant de réseau de transport doit prendre des mesures correctives dans les meilleurs délais.
- E3. Un exploitant d'installation de production ou un exploitant de réseau de transport doit coordonner les nouveaux systèmes de protection et les modifications de système de protection en procédant comme suit :
 - E3.1. Chaque exploitant d'installation de production doit coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec son exploitant de réseau de transport et son responsable de l'équilibrage-hôte.
 - L'exigence E3.1 ne s'applique pas aux groupes de production individuels des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du système de production-transport d'électricité.
 - E3.2. Chaque exploitant de réseau de transport doit coordonner tous les nouveaux systèmes de protection et toutes les modifications de système de protection avec les exploitants de réseau de transport et les responsables de l'équilibrage voisins.
- E4. Chaque exploitant de réseau de transport doit coordonner les systèmes de protection sur les principales lignes de transport et sur les interconnexions avec les exploitants d'installation de production, les exploitants de réseau de transport et les responsables de l'équilibrage voisins.

- E5.** Un exploitant d'installation de production ou un exploitant de réseau de transport doit coordonner les changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux systèmes de protection des autres :
- E5.1.** Chaque exploitant d'installation de production doit aviser au préalable son exploitant de réseau de transport des changements dans les conditions de production ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux systèmes de protection de l'exploitant de réseau de transport.
- E5.2.** Chaque exploitant de réseau de transport doit aviser au préalable les exploitants de réseau de transport voisins des changements dans les conditions de production, de transport, de charge ou d'exploitation qui pourraient nécessiter des changements aux systèmes de protection des autres exploitants de réseau de transport.
- E6.** Chaque exploitant de réseau de transport et chaque responsable de l'équilibrage doit surveiller l'état de chaque automatisme de réseau (SPS) dans leur zone, et doit aviser les exploitants de réseau de transport et les responsables de l'équilibrage touchés de tout changement de cet état.

C. Mesures

- M1.** Chaque exploitant d'installation de production et chaque exploitant de réseau de transport doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, une étude révisée de l'analyse des défauts, des lettres d'entente sur les réglages, des avis de modifications, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il y a eu coordination des nouveaux systèmes de protection ou des modifications de système de protection, comme indiqué aux exigences 3, 3.1 et 3.2.
- M2.** Chaque exploitant de réseau de transport et chaque responsable de l'équilibrage doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, de la documentation, des registres électroniques, des imprimés d'ordinateur, une démonstration sur ordinateur, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il surveille les automatismes de réseau (SPS) dans sa zone (exigence 6, partie 1).
- M3.** Chaque exploitant de réseau de transport et chaque responsable de l'équilibrage doit avoir, et présenter sur demande, des pièces justificatives pouvant comprendre, sans s'y limiter, des registres des exploitants, des enregistrements téléphoniques, des avis transmis par voie électronique, ou toute autre pièce justificative équivalente qui serviront à confirmer qu'il a avisé les exploitants de réseau de transport et les responsables de l'équilibrage touchés de tout changement d'état de l'un de ses automatismes de réseau (SPS) (exigence 6, partie 2).

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. ~~Responsabilité de la surveillance de~~ **Responsable des mesures pour assurer** la conformité

Les organisations régionales de fiabilité sont responsables ~~de la surveillance de~~ **des mesures pour assurer** la conformité.

1.2. ~~Surveillance de la conformité et délai de retour en~~ **conformité**

Une ou plusieurs des méthodes suivantes serviront à évaluer la conformité :

- la déclaration sur la conformité (effectuée chaque année avec présentation d'un rapport selon le calendrier établi) ~~);~~);
- les contrôles ponctuels (effectués à tout moment avec préavis allant jusqu'à

30 jours pour s'y préparer);

- l'audit périodique (effectué tous les trois ans, selon le calendrier établi);
- les enquêtes sur incident. (La notification qu'une enquête sera ouverte doit être faite dans un délai de 60 jours après un événement ou une plainte de non-conformité. L'entité a 30 jours pour s'y préparer. Une entité peut demander une prolongation de la période de préparation et cette demande sera évaluée au cas par cas par le *responsable de la surveillance de la conformité*.)

Le *déla*i de rétablissement de l'état de conformité est de 12 mois après la dernière constatation de non-conformité.

1.3. Conservation des données

Chaque *exploitant d'installation de production* et chaque *exploitant de réseau de transport* doit avoir la version à jour de ses documents en vigueur à présenter comme pièce justificative de sa conformité pour la mesure 1.

Chaque *exploitant de réseau de transport* et chaque *responsable de l'équilibrage* doit conserver un historique de 90 jours de données (pièce justificative) pour les mesures 2 et 3.

Si une entité est jugée non conforme, l'entité doit conserver l'information sur la non-conformité jusqu'à ce qu'elle soit jugée conforme, ou pendant deux ans en plus de l'année en cours, selon la plus longue de ces deux périodes.

Les pièces justificatives utilisées dans le cadre d'une enquête sur incident doivent être conservées par l'entité qui en fait l'objet durant une période d'un an à compter de la date de la fin de l'enquête, telle qu'elle est fixée par le *responsable de la surveillance de la conformité*.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver le dernier rapport d'audit périodique ainsi que tous les dossiers de conformité ultérieurs qui ont été demandés et soumis.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de non-conformité pour les *exploitants d'installation d'installation de production* :

- 2.1. Niveau 1 : Sans objet.
- 2.2. Niveau 2 : Sans objet.
- 2.3. Niveau 3 : Sans objet.
- 2.4. Niveau 4 : N'a pas fourni les pièces justificatives de la coordination avec son *exploitant de réseau de transport* et le *responsable de l'équilibrage-hôte* lors de l'installation de nouveaux systèmes de protection et de toutes les modifications de système de protection comme spécifié en E3.1.

3. Niveaux de non-conformité pour les *exploitants de réseau de transport* :

- 3.1. Niveau 1 : Sans objet.
- 3.2. Niveau 2 : Sans objet.
- 3.3. Niveau 3 : Sans objet.

3.4. Niveau 4 : Il y a une non-conformité de niveau 4 distincte pour chacune des exigences suivantes qui n'est pas respectée :

3.4.1 N'a pas fourni les pièces justificatives de la coordination avec les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* voisins de lors de l'installation de nouveaux systèmes de protection et de toutes les modifications de systèmes de protection comme spécifié en E3.2.

3.4.2 N'a pas surveillé l'état de chaque *automatisme de réseau (SPS)*,₂ ou n'a pas avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état comme spécifié en E6.

4. Niveaux de non-conformité pour les responsables de l'équilibrage :

4.1. Niveau 1 : Sans objet.

4.2. Niveau 2 : Sans objet.

4.3. Niveau 3 : Sans objet.

4.4. Niveau 4 : N'a pas surveillé l'état de chaque *automatisme de réseau (SPS)*,₂ ou n'a pas avisé les *exploitants de réseau de transport* et les *responsables de l'équilibrage* touchés de tout changement de cet état comme spécifié en E6.

E. Différences régionales

Aucune identifiée.

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	1 ^{er} avril 2005	Date d'entrée en vigueur	Nouvelle
0	8 août 2005	Suppression du mot « Proposed » dans la date d'entrée en vigueur	Erratum
0	25 août 2005	Dans l'introduction, correction du numéro de la norme PRC-001-1 par PRC-001-0	Erratum
1	1 ^{er} novembre 2006	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Révision
1.1	11 avril 2012	Erratum adopté par le comité des normes ; mettre des majuscules au terme Protection System dans la version anglaise conformément au plan de mise en œuvre pour l'approbation de la définition révisée du terme « Protection System » (système de protection) dans le cadre du projet 2007-17)	Erratum associé au projet 2007-17
1.1	9 septembre 2013	Dépôt d'information afin de refléter la définition révisée du terme « Protection System » (système de protection) conformément au plan de mise en œuvre pour ce terme révisé.	

1.1 (i)	13 novembre 2014	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »
1.1(ii)	12 février 2015	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : applicabilité révisée afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES
2	9 mai 2012	Adoption par le Conseil d'administration	Exigences E2, E5 et E6 retirées.
1.1 (ii)	29 mai 2015	Lettre d'ordonnance de la FERC dans le dossier RD15-3-000 approuvant la norme PRC-001-1.1 (ii)	Modifications afin d'ajuster l'application de la norme aux propriétaires de ressources de production décentralisées.

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exclusion d'applicabilité concernant l'exigence E3.1

La coordination de nouveaux systèmes de protection (ou de changements aux systèmes de protection existants) associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du BES est habituellement réalisée aux installations d'interconnexion. Cette coordination devrait être réalisée conjointement avec le TOP, car il est généralement nécessaire de bien coordonner ces systèmes de protection avec ceux du réseau de transport afin d'assurer le bon fonctionnement global des systèmes de protection.

Il se peut, dans certains cas, que les systèmes de protection installés sur des groupes de production individuels (éoliennes ou onduleurs de panneaux solaires) d'installations de production décentralisées aient besoin d'être coordonnés avec d'autres systèmes de protection à même l'installation de production décentralisée ; toutefois, en général, de tels nouveaux systèmes de protection (ou des changements à de tels systèmes de protection existants) n'ont pas besoin d'être coordonnés avec les systèmes de protection du réseau de transport, puisque cette coordination ne contribuerait en rien à la fiabilité du BES.

A. Introduction

1. **Titre :** Entretien des systèmes de protection, des réenclencheurs automatiques et des déclencheurs à pression soudaine
2. **Numéro :** PRC-005-~~26~~
3. **Objet :** Documenter et mettre en œuvre des programmes pour l'entretien de tous les systèmes de protection ~~affectant~~, les réenclencheurs automatiques et les déclencheurs à pression soudaine qui ont une incidence sur la fiabilité du système de production-transport d'électricité (BES), de manière ~~que ces systèmes de protection qu'ils~~ soient maintenus en bon état de marche.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 Propriétaire ~~d'installation~~d'installation de transport
 - 4.1.2 Propriétaire d'installation de production
 - 4.1.3 Distributeur
 - 4.2. **Installations :**
 - 4.2.1 Systèmes de protection ~~qui sont installés dans le but de~~ déclencheurs à pression soudaine servant à détecter des défauts sur les éléments du BES (lignes, jeux de barres, transformateurs, etc.-)-)
 - 4.2.2 Systèmes de protection ~~utilisés pour les~~ de systèmes de délestage ~~de charge~~ en sous-fréquence (DSF) installés selon les exigences de délestage ~~de charge~~ en sous-fréquence de ~~l'ERO~~ l'organisme de fiabilité électrique (ERO).
 - 4.2.3 Systèmes de protection ~~utilisés pour les~~ de systèmes de délestage ~~de charge~~ en sous-tension ~~installés pour prévenir~~ (DST) servant à empêcher l'effondrement ou l'instabilité de la tension du réseau ~~pour~~ afin de maintenir la fiabilité du BES.
 - 4.2.4 Systèmes de protection installés ~~comme automatismes~~ à titre d'automatisme de réseau (SPS) ~~pour~~ RAS afin de maintenir la fiabilité du BES.
 - 4.2.5 Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations de production qui font partie du BES, ~~incluant~~ (sauf les groupes de production visés par l'inclusion I4 de la définition du BES), notamment les suivants :
 - 4.2.5.1 Systèmes de protection ~~qui agissent pour déclencher les~~ servant à mettre hors circuit un groupe de production ~~soit, directement, soit ou par des~~ l'action de relais de verrouillage ou ~~des~~ de relais de déclenchement auxiliaires.
 - 4.2.5.2 Systèmes de protection et déclencheurs à pression soudaine de transformateurs élévateurs de groupes de production qui font partie du BES.
 - ~~1.1.1.1~~ Systèmes de protection de transformateurs raccordant une production combinée, là où la production combinée fait partie du BES (par exemple, des transformateurs raccordant des installations comme des pales éoliens au BES).

4.2.5.3 ~~Systemes de protection et déclencheurs à pression soudaine~~ de services auxiliaires ou de transformateurs d'excitation raccordés ~~aux~~ au jeu de barres de groupes de production qui font partie du BES, ~~qui agissent pour déclencher~~ dont la fonction est de mettre hors circuit le groupe de production ~~soit~~ directement, ~~soit~~ ou par ~~des~~ l'action de relais de verrouillage ou ~~des~~ de relais de déclenchement auxiliaires.

4.2.6 Systemes de protection et déclencheurs à pression soudaine des installations de production suivantes qui font partie du BES, dans le cas des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du BES :

4.2.6.1 Systemes de protection et déclencheurs à pression soudaine d'installations servant à regrouper une production décentralisée qui fait partie du BES, entre le point où cette production combinée dépasse 75 MVA et le point commun de raccordement à une tension d'au moins 100 kV.

4.2.7 Réenclencheurs automatiques¹, y compris :

4.2.7.1 un réenclencheur automatique appliqué aux bornes d'éléments raccordés au jeu de barres du BES situé dans des postes de centrale électrique, si la capacité installée brute totale de la centrale est supérieure à la capacité brute du plus grand groupe de production du BES dans la zone d'équilibrage ou, dans le cas d'un membre de groupe de partage des réserves, le plus grand groupe de production au sein du groupe de partage des réserves² :

4.2.7.2 un réenclencheur automatique appliqué aux bornes de tous les éléments du BES à des postes distants d'un jeu de barres des centrales électriques dont il est question à la section 4.2.7.1, si le poste est situé à moins de 10 milles de circuit du poste de centrale électrique :

4.2.7.3 un réenclencheur automatique faisant partie intégrante d'un automatisme de réseau spécifié à la section 4.2.4.

5. Date d'entrée en vigueur :

Voir le plan de mise en œuvre de cette norme.

6. Définitions de termes utilisés dans la norme :

Réenclencheur automatique – Comprend les *composants* suivants :

- relais réenclencheur ;

1. Le réenclencheur automatique spécifié aux sections 4.2.7.1 et 4.2.7.2 peut être exclu si le propriétaire de l'équipement peut démontrer qu'un défaut triphasé rapproché qui persiste pendant deux fois le délai d'élimination normal d'un défaut (soit au moins un déclenchement, une refermeture et un déclenchement) n'entraîne pas la perte dans l'interconnexion d'une production brute totale dépassant la capacité brute du plus grand groupe de production du BES pertinent auquel est appliqué le réenclencheur automatique.

2. Le plus grand groupe de production du BES dans une zone d'équilibrage ou le plus grand groupe de production au sein d'un groupe de partage des réserves, selon le cas, est susceptible de changer. Par suite d'un tel changement, les composants de réenclencheur automatique visés par la norme pourraient changer, à compter de la date d'un tel changement.

- relais ou fonctions de surveillance, c'est-à-dire des relais ou fonctions qui jouent un rôle de contrôle de tension ou de synchronisme et qui activent ou désactivent le fonctionnement du relais réenclencheur ;
- capteurs de tension associés aux relais ou fonctions de surveillance ;
- circuits de contrôle associés au relais réenclencheur ou aux relais ou fonctions de surveillance.

Déclencheur à pression soudaine – Système qui déclenche un ou des appareils de coupure afin d'isoler l'équipement qu'il surveille, et qui comprend les *composants* suivants :

- relais de surpression de défaut – relais ou autre dispositif mécanique qui détecte un changement rapide de pression de gaz, de pression d'huile ou de débit d'huile causé par un défaut dans un équipement bobiné à bain d'huile ;
- circuits de contrôle associés à un relais de surpression de défaut.

Problème d'entretien non résolu – Lacune découverte pendant une activité d'entretien qui entraîne un niveau de performance insatisfaisant du *composant*, qui ne peut pas être corrigée pendant l'intervalle d'entretien et qui nécessite une action corrective de suivi.

Segment – Ensemble de *composants* répondant à une norme de conception uniforme ou correspondant à un modèle ou à un type particulier d'un même fabricant, qui ont normalement d'autres facteurs communs. Un niveau de performance uniforme est attendu de toute la population d'un *segment*. Un *segment* doit comporter au moins 60 *composants*.

Type de composant

- L'un ou l'autre des cinq éléments précisés dans la définition d'un *système de protection*.
- L'un ou l'autre des quatre éléments précisés dans la définition d'un *réenclencheur automatique*.
- L'un ou l'autre des deux éléments précisés dans la définition d'un *déclencheur à pression soudaine*.

Composant – Tout dispositif distinct compris dans un *système de protection*, un *réenclencheur automatique* ou un *déclencheur à pression soudaine*.

Événement dénombrable – Toute défaillance d'un *composant* nécessitant sa réparation ou son remplacement, toute condition constatée au cours des activités d'entretien des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 et nécessitant une action corrective, ou tout *fonctionnement incorrect* d'un *système de protection* attribuable à une *défaillance matérielle* ou d'*étalonnage*. Les *fonctionnements incorrects* attribuables à des *erreurs de conception* de produit, ou à des *erreurs de programmation*, à des *réglages de relais non conformes* aux spécifications, à des *erreurs de configuration* ou d'*application de composants de systèmes de protection*, de *réenclencheurs automatiques* ou de *déclencheurs à pression soudaine* ne sont pas considérés comme des *événements dénombrables*.

B. Exigences et mesures

Norme PRC-005-2 — Entretien des systèmes de protection

- E1. Chaque propriétaire ~~d'installation~~d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit établir un programme d'entretien ~~des~~des systèmes de protection (PSMP) pour ses systèmes de protection ~~identifiés, ses réenclencheurs automatiques ou ses déclencheurs à pression soudaine tels que définis à la section 4.2-~~Installations.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon ~~de~~: exploitation en temps-
planification de l'exploitation diffé]

Le PSMP doit :

Type de composant — N'importe lequel des cinq éléments précisés dans la définition d'un système de protection.

- 1.1. indiquer quelle méthode d'entretien (~~basée sur le temps, basée sur à~~intervalles préétablis, selon la performance d'après l'annexe A de la norme PRC-005, ou une combinaison ~~des deux méthodes~~est ~~utilisée~~adoptée pour chaque type de composant de système de protection, ~~de réenclencheur automatique ou de déclencheur à~~pression soudaine. Toutes les batteries associées au type de composant « alimentation à l'alimentation c.c. de poste ~~pour les types de composant - »~~d'un système de protection doivent être ~~inclues dans~~régies par un programme basé sur le temps comme décrit au ~~tableau~~d'entretien à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et au tableau 3.

Composant — Un composant est toute pièce d'équipement individuelle et distincte comprise dans un système de protection, incluant mais sans s'y limiter, un relais de protection ou un dispositif de détection du courant. La désignation de ce qui constitue un composant de circuit de contrôle dépend largement de la façon dont l'entité réalise et contrôle les essais des circuits de contrôle. Certaines entités effectuent les essais de leurs circuits de contrôle par disjoncteur, alors que d'autres effectuent les essais de leurs circuits par zone de protection locale. Ainsi, les entités ont la latitude pour désigner leurs propres définitions des composants de circuit de contrôle. Un autre exemple qui démontre que les entités ont une certaine discrétion quand à la détermination de ce qu'est un composant simple concerne les dispositifs de détection de la tension ou du courant, l'entité étant libre de choisir de désigner comme composant simple soit un ensemble triphasé de ces dispositifs, soit un seul de ces dispositifs.

- 1.2. ~~Inclure~~indiquer les attributs pertinents de surveillance de composant surveillés pertinents appliqués qui s'appliquent à chaque type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine selon les intervalles d'entretien spécifiés prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2, 3, 4-1 à 4-3 et au tableau 3-1 à 3-5 si la surveillance est utilisée pour ~~viser à~~viser à augmenter les intervalles d'entretien au-delà ~~de ceux spécifiés~~des valeurs spécifiées pour des composants de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine non surveillés.

R2- Chaque propriétaire ~~d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur~~ qui utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance dans

son *PSMP* doit suivre les procédures établies l'annexe A de la norme PRC-005 pour établir et maintenir ses intervalles d'entretien basés sur la performance. *[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

Problème d'entretien non résolu — Une lacune identifiée pendant une activité d'entretien qui empêche le composant de respecter la performance attendue, qui ne peut pas être corrigée pendant l'intervalle d'entretien et qui nécessite un suivi de mesure corrective.

R3. Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui utilise un ou des programme(s) d'entretien basés sur le temps doit entretenir ses *composants de système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur le temps conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, Tableau 2 et Tableau 3. *[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

R4. Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui utilise un programme d'entretien basé sur la performance conformément à l'exigence E2 doit mettre en œuvre et assurer le suivi de son *PSMP* pour ses *composants de système de protection* qui sont inclus dans le programme d'entretien basé sur la performance. *[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

R5. Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit démontrer ses efforts pour corriger les *problèmes d'entretien identifiés non résolus*. *[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon de temps : planification de l'exploitation]*

C. — Mesures

M1. Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit avoir un *programme d'entretien des systèmes de protection PSMP* documenté conformément à l'exigence E1.

Pour chaque type de composant de système de protection, *de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine*, la documentation doit ~~inclure~~ indiquer la méthode d'entretien ~~employée (basée sur le temps, basée sur adoptée (à intervalles préétablis, selon la performance ou une combinaison de ces deux méthodes d'entretien)~~, et doit ~~inclure~~ indiquer que toutes les batteries associées à l'alimentation c.c. de poste pour les types ~~au type~~ de composant figurant « alimentation à c.c. de poste » figurent dans un programme d'entretien basé sur le temps comme décrit au tableau 1-4 et au tableau 3. (alinéa 1.1)

Pour les types de composant qui utilise la surveillance pour augmenter les à intervalles préétablis conforme aux tableaux 1-4 et 3 (alinéa 1.1).

Pour les types de composant dont la surveillance permet d'allonger l'intervalle d'entretien, la ou les entités responsables doivent avoir une ou des pièces justificatives, pour chaque type de composant de ~~protection~~ système de protection, de réenclencheur automatique ou

de déclencheur à pression soudaine (comme une fiche technique ou des dessins d'ingénierie techniques du fabricant), attestant des attributs de surveillance de composant surveillés pertinents comme spécifié conformément aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-5, au ~~tableau 2 et au tableau 3-4-3~~ et 5 (alinéa 1.2 de l'exigence E1)

- E2.** Chaque propriétaire ~~d'installation~~ d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui ~~utilise~~ adopte dans son PSMP des intervalles d'entretien ~~basés sur~~ liés à la performance doit établir et maintenir ces intervalles conformément à l'annexe A de la norme PRC-005.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M2.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance doit avoir une ou des pièces justificatives attestant que son ou ses programmes courants d'entretien basés sur selon la performance sont conformes à l'exigence E2, ~~comprenant.~~ Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des listes ~~des~~ de composants, des ~~dossiers~~ fiches d'entretien ~~datés, datées~~ et des ~~dossiers d'analyse~~ fiches et ~~des~~ résultats d'analyse datés.
- ~~**M3.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui utilise un ou des programmes d'entretien basés sur le temps doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il a entretenu les composants de son système de protection inclus dans le programme d'entretien basé sur le temps conformément à l'exigence E3. Les pièces justificatives peuvent comprendre notamment des dossiers d'entretien datés, des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des dossiers d'inspection datés ou des bons de travail datés.~~
- E3.** ~~Chaque propriétaire d'installation de~~ Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui ~~utilise des intervalles d'entretien basés sur la performance conformément à~~ applique un programme d'entretien à intervalles préétablis pour les composants de ses systèmes de protection, réenclencheurs automatiques ou déclencheurs à pression soudaine doit assurer l'entretien de ceux-ci conformément aux activités minimales et aux intervalles maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, 2, 3, 4-1 à 4-3 et 5.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M3.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui applique un programme d'entretien à intervalles préétablis doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a assuré l'entretien des composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine visés par le programme en question conformément à l'exigence E3. Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des rapports d'inspection datés ou des bons de commande datés.
- E4.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui applique un programme d'entretien selon la performance en vertu de l'exigence E2 doit mettre en œuvre son PSMP et en assurer le suivi pour les composants de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine visés par le programme en question.
[Facteur de risque de la non-conformité : élevé] [Horizon : exploitation en temps différé]

- M4.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur qui adopte des intervalles d'entretien liés à la performance en vertu de l'exigence E2 doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il a mis en œuvre le programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP) pour les composants de système de protection inclus dans, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine visés par son programme d'entretien basé sur la performance conformément à l'exigence E4. Les Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des dossiers d'entretien datés, fiches ou des sommaires d'entretien datés, des listes de contrôle datées, des dossiers rapports d'inspection datés ou des bons de travail commande datés.
- E5.** Chaque propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit démontrer qu'il s'efforce de corriger les problèmes d'entretien non résolus.
[Facteur de risque de la non-conformité : moyen] [Horizon : exploitation en temps différé]
- M5.** Chaque propriétaire ~~d'installation~~ d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit avoir une ou des pièces justificatives attestant qu'il ~~a mis des efforts pour~~ est efforcé de corriger les ~~problèmes d'entretien identifiés~~ non résolus conformément à l'exigence E5. Les Ces pièces justificatives peuvent comprendre notamment des ~~bons ordres~~ de travail, des commandes de ~~composants~~ de rechange, des factures, des calendriers de projet avec étapes ~~complétées~~ franchies, des autorisations de retour d'équipement (RMA) ou des ~~ordres d'achats~~ bons de commande.

D-C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~de~~ des mesures pour assurer la surveillance conformité

Selon la définition des règles de procédure de l'application des normes la NERC, le terme « responsable des mesures pour assurer la conformité » (CEA) désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité aux normes de fiabilité de la NERC.

Entité régionale

1.1. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.1.1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives ~~suivantes identifient~~ indiquées ci-après établissent la ~~période de temps~~ durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver ~~des~~ certaines pièces justificatives ~~spécifiques pour~~ afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation ~~des pièces justificatives spécifiée~~ ci-dessous indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le ~~dernier~~

~~audit plus récent~~, le ~~responsable de la surveillance de l'application des normes CEA~~ peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives ~~pour montrer qu'elle était conforme attestant sa conformité~~ pendant la période ~~de temps~~ complète écoulée depuis ~~l'audit le dernier audit plus récent~~.

~~Le propriétaire d'installation de transport, le~~ Chaque ~~propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent chacun~~ doit conserver les données ou ~~les~~ pièces justificatives ~~pour montrer attestant~~ la conformité ~~comme identifié indiqués ci-dessous après~~, à moins que son ~~responsable de la surveillance de l'application des normes CEA~~ lui demande de conserver ~~des pièces justificatives spécifiques pour une période de temps plus longue dans le cadre certains documents plus longtemps aux fins~~ d'une enquête.

~~Aux fins de l'exigence E1, le propriétaire d'installation~~ Aux fins de l'exigence E1, chaque ~~propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur doit~~ doit conserver la version courante datée de son PSMP, ainsi que toute ~~version devenue périmée depuis l'audit de conformité le plus récent, y compris la documentation qui précise le type de programme d'entretien adopté pour chaque type de composant de système de protection, de réenclencheur automatique et de déclencheur à pression soudaine.~~

~~Aux fins des exigences E2, E3 et E4, dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus long que le cycle d'audit, le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent chacun conserver une documentation de la plus récente exécution de l'activité d'entretien pour le composant de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine. Dans les cas où l'intervalle entre les activités d'entretien est plus court que le cycle d'audit, ces entités doivent conserver la documentation de toutes les exécutions (conformément aux tableaux) de l'activité d'entretien pour le composant de système de protection, de réenclencheur automatique ou de déclencheur à pression soudaine depuis la date de l'audit programmé le plus récent.~~

~~Aux fins de l'exigence E5, le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent chacun conserver la version courante datée de son programme d'entretien des systèmes de protection (PSMP), ainsi que toute version remplacée depuis l'audit de conformité précédent, incluant la documentation qui spécifie le type de programme d'entretien appliqué pour chaque type de composant de système de protection~~ une documentation des problèmes d'entretien non résolus constatés par l'entité depuis le dernier audit, y compris tous ceux qui ont été résolus depuis le dernier audit.

~~Aux fins de l'exigence E2, de l'exigence E3, de l'exigence E4 et de l'exigence E5, le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent chacun conserver la documentation des deux plus récentes exécutions de chaque activité distincte d'entretien du composant de système de protection, ou de toutes les exécutions de chaque activité distincte d'entretien du composant de système de protection depuis la date de l'audit programmé précédent, selon la plus longue des deux.~~

~~Le responsable de la surveillance de l'application des normes doit conserver les dossiers du dernier audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et soumis.~~

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audits de conformité

Déclarations sur la conformité

Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

Déclarations de non-conformité

Plaintes

1.2.1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune.

Niveaux

Tableau des éléments de gravité de la non-conformité

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	<p>Le PSMP de l'entité responsable ne spécifiait n'indique pas si, pour un type des types de composant utilise un entretien basé sur le temps ou basé sur, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1)).</p>	<p>Le PSMP de l'entité responsable ne spécifiait n'indique pas si, pour deux des types de composant utilisent un entretien basé sur le temps ou basé sur, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1)).</p>	<p>Le PSMP de l'entité responsable n'incluait n'indique pas, pour trois des types de composant, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1).</p> <p>OU</p> <p>Le PSMP de l'entité n'indique pas les attributs de composant surveillés pertinents appliqués surveillance qui s'appliquent à chaque type de composant de système de protection selon en rapport avec les intervalles d'entretien spécifiés prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2 et au tableau 3, là où 4-1 à 4-3 et 5, si la surveillance est utilisée pour vise à augmenter les intervalles d'entretien au-delà de ceux spécifiés des valeurs spécifiées pour des composants de système de protection non surveillés. (Alinéa 1.2)).</p>	<p>L'entité responsable n'a pas établi de PSMP.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a Le PSMP de l'entité n'indique pas spécifié si trois, pour au moins quatre des types de composant utilisent un entretien basé sur le temps ou basé sur, si l'entité a adopté une méthode d'entretien à intervalles préétablis, selon la performance, ou une combinaison des deux. (Alinéa 1.1)).</p> <p>OU</p> <p>Le PSMP de l'entité responsable n'incluait ne prévoit pas de programme d'entretien à intervalles préétablis pour les batteries d'alimentation de poste applicables dans un programme d'entretien basé sur le temps. (Alinéa 1.1)).</p>

Numéro de l'exigence	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E2	<p>L'entité responsable utilise adopté dans son PSMP des intervalles d'entretien basés sur liés à la performance dans son PSMP, mais n'a pas réduit les événements le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % à l'intérieur dans un délai de trois ans.</p>	<p>Sans objet. O.</p>	<p>L'entité responsable utilise adopté dans son PSMP des intervalles d'entretien basés sur liés à la performance dans son PSMP, mais n'a pas réduit les événements le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % à l'intérieur dans un délai de quatre ans.</p>	<p>L'entité responsable utilise adopté dans son PSMP des intervalles d'entretien basés sur liés à la performance dans son PSMP, mais :</p> <p>1) n'a pas établi la justification technique décrite à justifié techniquement, selon l'exigence E2 pour l'utilisation, l'adoption initiale d'un PSMP basé sur selon la performance ;</p> <p>OU</p> <p>2) n'a pas réduit les événements le taux d'événements dénombrables à un maximum de 4 % à l'intérieur dans un délai de cinq ans ;</p> <p>OU</p> <p>3) a maintenu utilisé un segment comportant moins de 60 composants ;</p> <p>OU</p> <p>4) n'a pas :</p> <ul style="list-style-type: none"> • mis à jour annuellement la liste des composants ; <p>OU</p> <ul style="list-style-type: none"> • réalisé procédé

Numéro de l'exigence Ex	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
				<p>annuellement à l'entretien de 5 % des composants d'un segment ou de 3 composants, selon la valeur la plus élevée ;</p> <p>OU</p> <ul style="list-style-type: none"> analysé annuellement les activités et les résultats du programme PSMP pour chaque segment.
E3	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur le temps à intervalles préétablis, l'entité responsable n'a pas entretenu 5 % ou moins du total des composants d'un type donné de composant de système de protection rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2, 3, 4-1 à 4-3 et au tableau 3 5 pour 5 % ou moins des composants d'un type de composant donné.</p>	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur le temps à intervalles préétablis, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 5 %, mais au plus 10 % du total des composants d'un type donné de composant de système de protection rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2, 3, 4-1 à 4-3 et au tableau 3 5, pour plus de 5 % mais au plus 10 % des composants d'un type de composant donné.</p>	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur le temps à intervalles préétablis, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 10 %, mais au plus 15 % du total des composants d'un type donné de composant de système de protection rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2, 3, 4-1 à 4-3 et au tableau 3 5, pour plus de 10 % mais au plus 15 % des composants d'un type de composant donné.</p>	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur le temps à intervalles préétablis, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 15 % du total des composants d'un type donné de composant de système de protection rempli son obligation d'assurer l'entretien, conformément aux activités d'entretien minimales et aux intervalles d'entretien maximaux prescrits aux tableaux 1-1 à 1-5, au tableau 2, 3, 4-1 à 4-3 et au tableau 3 5, pour plus de 15 % des composants d'un type de composant donné.</p>

Numéro de l'exigence Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E4	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur selon la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu 5 % ou moins de rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de système de protection, conformément à leur son PSMP basé sur la performance, pour 5 % ou moins des composants d'un type de composant donné.</p>	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur selon la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 5 %, mais au plus 10 % de rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de système de protection, conformément à leur son PSMP basé sur la performance, pour plus de 5 % mais au plus 10 % des composants d'un type de composant donné.</p>	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur selon la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 10 %, mais au plus 15 % de rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de système de protection, conformément à leur son PSMP basé sur la performance, pour plus de 10 % mais au plus 15 % des composants d'un type de composant donné.</p>	<p>Pour les composants de système de protection inclus dans un Dans le cadre d'un programme d'entretien basé sur selon la performance, l'entité responsable n'a pas entretenu plus de 15 % de rempli son obligation d'assurer l'entretien annuel programmé d'un type donné de composant de système de protection, conformément à leur son PSMP basé sur la performance, pour plus 15 % des composants d'un type de composant donné.</p>
E5	<p>L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour forcée de corriger 5 les problèmes d'entretien identifiés non résolus dans 5 cas ou moins.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour forcée de corriger plus de 5, mais au plus 10 des les problèmes d'entretien identifiés non résolus dans plus de 5 cas, mais au plus 10 cas.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour forcée de corriger plus de 10, mais au plus 15 des les problèmes d'entretien identifiés non résolus dans plus de 10 cas, mais au plus 15 cas.</p>	<p>L'entité responsable n'a pas mis les efforts pour forcée de corriger plus de 15 des les problèmes d'entretien identifiés non résolus dans plus de 15 cas.</p>

D. Différences régionales

Aucune.

E. Document Interprétations

Aucune.

Documents de référence supplémentaires

Les documents suivants présentent un exposé détaillé sur la détermination des intervalles d’entretien et d’autres renseignements utiles concernant l’établissement d’un programme d’entretien.

1. «PRC-005-2 Protection System Entretien Supplementary Reference and FAQ» — Juillet — PRC-005-6 Protection System Maintenance, équipe de rédaction des normes sur l’entretien et les essais des systèmes de protection (juillet 2015).
2. Considerations for Maintenance and Testing of Auto-reclosing Schemes, sous-comité sur l’analyse et la modélisation du réseau de la NERC et sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (novembre 2012).
3. Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities – SPCS Input for Standard Development in Response to FERC Order No. 758, Sous-comité sur le contrôle et la protection du réseau de la NERC (décembre 2013).
4. Sudden Pressure Relays and Other Devices that Respond to Non-Electrical Quantities – Information complémentaire au projet 2007-17.3 sur l’entretien et les essais des systèmes de protection (31 octobre 2014).

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
0	<u>1^{er} avril 2005</u> <u>8 février 2005</u>	<u>Date d’entrée en vigueur</u> <u>Adoption par le Conseil d’administration de la NERC</u>	Nouvelle <u>norme</u>
1	<u>1^{er} décembre 2005</u> <u>7 février 2006</u>	1. <u>Remplacement de certains traits d’union (—) par des tirets demi-cadratin (–) ou des tirets cadratin (—).</u> 2. <u>Ajout de « points » aux éléments lorsqu’approprié.</u> 3. <u>Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » à la section D.1.2.</u> <u>Adoption par le Conseil d’administration de la NERC</u>	<u>20 janvier 2005</u> 1. <u>Remplacement de certains tirets incorrects (-) par des tirets courts (–) ou des tirets longs (—).</u> 2. <u>Ajout de « points » aux éléments lorsque approprié.</u> 3. <u>Remplacement de « Timeframe » par « Time Frame » à la section D.1.2.</u>
<u>1</u>	<u>16 mars 2007</u>	<u>Approbation de la norme PRC-005-1 par la FERC ; dossier RM06-16-000</u>	

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1a	17 février 2011	Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement <u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	Projet 2009-17 <u>Interprétation</u> <u>Ajout de l'annexe 1 : interprétation relative à l'applicabilité de la norme à la protection des transformateurs raccordés radialement, rédigée dans le cadre du projet 2009-17.</u>
1a	17 février 2011	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1a	26 septembre 2011	Ordonnance de la FERC émise approuvant l'interprétation des exigences E1 et E2 (l'ordonnance de la FERC entre en vigueur le 26 septembre 2011) <u>Approbation par la FERC ; dossier RD11-5-000</u>	
1.1a <u>1b</u>	1^{er} février 2012 <u>25 novembre 2009</u>	Errata : clarification de l'inclusion des installations de raccordement de groupe de production dans les responsabilités du propriétaire d'installation de production <u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	Révision <u>Interprétation des exigences E1, E1.1 et E1.2 préparée dans le cadre du projet 2010-07</u> <u>2009-10.</u>
1b	3 février 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant l'interprétation des exigences E1, E1.1 et E1.2. (Ordonnance de la FERC datée du 14 mars 2012). <u>Mise à jour du numéro de version 1a à 1b.</u> <u>protection</u>	Projet 2010-07 <u>Interprétation</u> <u>Selon la note 8 de l'ordonnance de la FERC, la définition de système de protection supplante l'interprétation « b » de la norme PRC-005-1b à la date d'entrée en vigueur de la définition modifiée (le 1^{er} avril 2013)</u> <u>Voir N. Amer. Elec. Reliability Corp., 138 FERC ¶ 61,095 (3 février 2012).</u>
1.1b	23 avril 2012	Mise à jour du numéro de version de la norme à 1.1b pour refléter l'approbation de la FERC <u>Approbation de la norme PRC-005-1b par la FERC ; dossier RM10-5-000</u>	Révision dans le cadre du projet 2010-07
1.1b	9 mai 2012	La norme PRC-005-1.1b a été adoptée <u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC dans le cadre du projet 2010-07 (GOTO).</u>	<u>Errata dans le cadre du projet 2010-07 : éclaircissement de l'inclusion des installations de raccordement de la production dans les responsabilités du propriétaire d'installation de production.</u>

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
<u>1.1b</u>	<u>19 septembre 2013</u>	<u>Approbation de la norme PRC-005-1.1b par la FERC ; dossier RM12-16-000</u>	
2	7 novembre 2012	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	<u>Révision</u> <u>Projet 2007-17 – Refonte</u> <u>complète avec intégration, incorporant</u> des exigences d'entretien des normes PRC-005- <u>1.1b</u> , PRC-008-0, PRC-011-0 et PRC-017-0.
2	17 octobre 2013	<u>Errata : Le comité des normes approuve un errata relatif au plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 pour ajouter les termes suivants : « ou entre en vigueur selon les modalités d'approbation prévues par les lois applicables à de telles autorités gouvernementales tenant lieu d'organisation de fiabilité électrique » dans la deuxième phrase sous la section « Retrait des normes existantes ».</u> <u>Approbation par le comité de normalisation de la NERC</u>	<u>Erratum : Le comité de normalisation approuve un erratum relatif au plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 consistant en l'ajout du passage suivant : « ou selon les modalités d'approbation prévues par la loi en ce qui concerne les organismes gouvernementaux tenant lieu d'organisation de fiabilité du service d'électricité » dans la section « Abandon des normes existantes ».</u> (Le numéro de version de la norme de change pas.)
<u>2</u>	<u>19 décembre 2013</u>	<u>Approbation de la norme PRC-005-2 par la FERC ; dossier RM13-7-000</u>	
<u>2</u>	<u>7 mars 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme de change pas.)</u>
<u>2(i)</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.</u>
<u>2(i)</u>	<u>29 mai 2015</u>	<u>Approbation de la norme PRC-005-2(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000</u>	
<u>2(ii)</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »</u>
<u>3</u>	<u>7 novembre 2013</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Révision selon une prescription de l'Ordonnance 758 de la FERC afin d'étendre les programmes d'entretien aux réenclencheurs automatiques.</u>

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
<u>23</u>	<u>19 décembre 2013</u> <u>12 février 2014</u>	<u>Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-005-2. (La date de mise en application de cette norme est fixée au 1^{er} avril 2015, soit la première date où des entités doivent se conformer à une partie de la norme. Le plan de mise en œuvre de la norme PRC-005-2 prévoit des dates et des délais de conformité particuliers pour chacune des exigences. La date d'approbation réglementaire aux États-Unis est fixée au 24 février 2014. Approbation par le comité de normalisation</u>	<u>Erratum : Le comité de normalisation approuve les errata visant à corriger l'emploi des majuscules dans la version anglaise de certains termes définis à l'intérieur des définitions des termes <i>problème d'entretien non résolu</i> et <i>programme d'entretien de systèmes de protection</i>. Ces changements seront reproduits dans la section de définitions de la norme PRC-005-3 pour le terme <i>problème d'entretien non résolu</i> et dans le glossaire de la NERC pour le terme <i>programme d'entretien de systèmes de protection</i>. (Le numéro de version de la norme de change pas.)</u>
<u>23</u>	<u>7 mars 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC pour la modification des VSL pour l'exigence E1.</u>	<u>Changement du niveau VSL de l'exigence E1 en réponse à une prescription de la FERC. (Le numéro de version de la norme de change pas.)</u>
<u>3</u>	<u>22 janvier 2015</u>	<u>Approbation de la norme PRC-005-3 par la FERC ; dossier RM14-8-000</u>	
<u>3(i)</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.</u>
<u>3(i)</u>	<u>29 mai 2015</u>	<u>Approbation de la norme PRC-005-3(i) par la FERC ; dossier RD15-3-000</u>	
<u>3(ii)</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »</u>
<u>4</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Ajout des déclencheurs à pression soudaine en réponse à l'Ordonnance 758 de la FERC.</u>
<u>4</u>	<u>17 septembre 2015</u>	<u>Approbation de la norme PRC-005-4 par la FERC ; dossier RM15-9-000</u>	
<u>5</u>	<u>7 mai 2015</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Révision de l'applicabilité dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.</u>

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
<u>26</u>	<u>25 août 2014</u> <u>5 novembre 2015</u>	<u>Lettre d'ordonnance émise par la FERC pour la modification des VSL pour l'exigence EI. Adoption par le Conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Ajout des relais de surveillance, des capteurs de tension et des circuits de contrôle associés à la définition de <i>réenclencheur automatique</i>, selon les prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC.</u>

Tableau 1-1

Type de composant – Relais de protection

À l'exclusion des systèmes ~~distribués~~ de ~~délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) DSF~~ et ~~en sous-tension (UVLS) de DST répartis~~ (voir le tableau 3)

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal ³	Activités d'entretien <u>minimales</u>
-------------------------------	---	--

3. Pour les tableaux de ~~cette~~ présente norme, une année civile commence le premier jour ~~d'une nouvelle année de l'année~~ (le 1^{er} janvier) ~~après qu'une qui suit la fin d'une~~ activité d'entretien ~~ait été complétée.~~
Pour les tableaux de cette norme, et un mois civil commence le premier jour du ~~premier~~ mois ~~après qu'une qui suit la fin~~ d'une activité d'entretien ~~ait été complétée.~~

Tableau 1-1 Type de composant – Relais de protection À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS)DSF et en sous-tension (UJLS)de DST répartis (voir le tableau 3)		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal ³	Activités d'entretien <u>minimales</u>
Tout relais de protection non surveillé n'ayant qui r'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	6 années civiles	Pour tous les relais non surveillés : <ul style="list-style-type: none"> vérifier que les réglages sont tels que spécifiés conformes aux spécifications. Pour les relais sans autres qu'à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> Tester mettre à l'essai et calibrer réétalonner si nécessaire. Pour les relais à microprocesseur : <ul style="list-style-type: none"> vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du système de protection ; vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillé avec surveillés ayant les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). Au moins trois échantillonnages ou plus de l'onde de tension et/ou de courant par cycle de puissance, et conversion numérisation des échantillons en valeurs numériques pour les vue des calculs de mesure par l'électronique du le microprocesseur. Alarmes de défaillance panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> que les réglages sont tels que spécifiés conformes aux spécifications ; le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du système de protection ; la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
Relais de protection à microprocesseur surveillés surveillés ayant les attributs de la rangée précédente et, plus les suivants : <ul style="list-style-type: none"> Les Mesures c.a. sont continuellement vérifiées comparées en comparaison avec permanence à une source référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2). Surveillance de certaines ou toutes les de la totalité des entrées binaires ou d'état et les des sorties de commande sont surveillées par un moyen qui démontre continuellement leur habileté à fonctionner tel que conçu confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). Alarme en cas de changement de réglages (voir 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et sorties du de relais non surveillés qui sont essentielles au bon fonctionnement du système de protection .

Tableau 1-1

Type de composant – Relais de protection

À l'exclusion des systèmes ~~distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) DSF~~ et ~~en sous-tension (UVLS) de DST répartis~~ (voir le tableau 3)

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal ³	Activités d'entretien <u>minimales</u>
le tableau 2).		

Tableau 1-2 Type de composant – Systèmes de communication À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) DSF et en sous-tension (UFLS) de DST répartis (voir le tableau 3)		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>

Tableau 1-2 Type de composant – Systèmes de communication À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS)DSF et en sous-tension (UFLS)de DST répartis (voir le tableau 3)		
Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
Tout système de communication non surveillé nécessaire au bon fonctionnement des fonctions de protection, et n'ayant pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.	4 mois civils	Vérifier que le système de communication est fonctionnel.
	6 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex-niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données)-binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au <u>bon</u> fonctionnement adéquat du système de protection.
Tout système de communication avec surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la présence de la fonction de canal, et avec alarme de perte de fonction (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier que le système de communication respecte les critères de performance pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex-niveau de signal, puissance réfléchi, taux d'erreur de données)-binaire, etc.). Vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du système de communication qui sont essentielles au <u>bon</u> fonctionnement adéquat du système de protection.
Tout système de communication ayant tous les attributs suivants : <ul style="list-style-type: none"> Surveillance continue ou essais périodiques automatisés de la performance du canal en utilisant lesselon des critères pertinents à la technologie de communication utilisée (Ex-niveau de signal, puissance réfléchi ou réfléchi, taux d'erreur de données; binaire, etc.) et alarme de dégradation excessive de la performance); (voir le tableau 2); <u>Surveillance de certaines ou toutes les de la totalité des entrées binaires ou d'état et les des sorties de commande sont surveillées</u> par un <u>processus moyen</u> qui <u>démontre continuellement l'habileté à fonctionner tel que conçu en confirme en permanence le bon fonctionnement</u>, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2). 	12 années civiles	Vérifier seulement les entrées et les sorties non surveillées du système de communication qui sont essentielles au bon fonctionnement du système de protection.

Tableau 1-3

Type de composant — Dispositifs de détection de tension et de courant fournissant les entrées aux relais de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien
Tous dispositifs de détection de tension et de courant n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.	12 années civiles	Vérifier que des valeurs de signal du courant et de tension sont fournies aux relais de protection.
Dispositifs de détection de tension et de courant connectés à des relais à microprocesseur avec mesures e.a. qui sont vérifiées continuellement par comparaison de la valeur d'entrée détectée, comme mesurée par le relais à microprocesseur, avec une source de mesure e.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune

Tableau 1-4(a)

Type de composant – **Alimentation c.c. de poste de système** ³ **Dispositifs sensibles à la tension ou au courant fournissant des signaux à des relais de protection utilisant des batteries au plomb-acide ventilées**
 À l'exclusion des systèmes **distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) de DSF et en sous-tension (UVLS) de DST répartis** (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non-BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension (voir le tableau 1-4(e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
<p>Alimentation c. c. de poste d'un système de protection utilisant des batteries Tout dispositif sensible à la tension ou au plomb-acide ventilées (VLA) courant n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f) de la catégorie ci-dessous.</p>	<p>4 mois civils 12 années civiles</p>	<p>Vérifier:-</p> <ul style="list-style-type: none"> la que des valeurs de signal de courant et de tension de l'alimentation c. c. de poste. <p>Inspecter:-</p> <ul style="list-style-type: none"> le niveau d'électrolyte; <p>pour mises à la terre non intentionnelles sont fournies au relais de protection.</p>
<p>Dispositifs sensibles à la tension ou au courant connectés à un relais à microprocesseur avec des mesures c.a. qui sont surveillées en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).</p>	<p>18 mois civils Pas d'indication d'entretien périodique</p>	<p>Vérifier:-</p> <ul style="list-style-type: none"> la tension d'entretien du chargeur de batteries; la continuité de la batterie; la résistance de connexion aux bornes de la batterie; la résistance de connexion entre les cellules de batterie ou entre batteries. <p>Inspecter:-</p> <ul style="list-style-type: none"> l'état de toutes les cellules de batterie là où elles sont visibles, ou mesurer la valeur ohmique interne des cellules si les cellules ne sont pas visibles; <p>L'état physique de l'étagère à batteries. Aucune.</p>
	<p>18 mois civils -ou- 6 années civiles</p>	<p>Vérifier que les batteries de poste performant telles que conçues en comparant les mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance (Ex. valeurs ohmiques internes ou courant d'entretien) aux valeurs de référence des batteries de poste. -ou- Vérifier que les batteries d'alimentation de poste performant telles que conçues en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifié de l'ensemble des bancs de batteries.</p>

Fractionner des cellules

Tableau 1-4 (b)

a)

Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection utilisant des équipée de batteries au plomb-acide de type ouvert, à régulation à soupape

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) de DSF et en sous-tension (UVTLS) de DST répartis (voir le tableau 3)

L'alimentation À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste d'onde système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure non hors BES de SPS plans de défense et pour des de systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 (e)) est exclue.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
Alimentation à c.c. de poste <u>d'onde système de protection utilisant des équipée de batteries au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) de type ouvert</u> n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> <u>pour mises le niveau d'électrolyte ;</u> <u>à la recherche de contacts à la terre non intentionnelles accidentels.</u>
	6 mois civils	Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> <u>l'état de toutes les unités de batterie en mesurant leur valeur ohmique interne.</u>

Tableau 1-4 (b)

a)

Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection utilisant des équipées de batteries au plomb-acide de type ouvert, à régulation à soupape

~~À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) de DSF et en sous-tension (UVLS) de DST répartis (voir le tableau 3)~~

~~L'alimentation à l'exclusion des alimentations à c.c. de poste d'un système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure non hors BES de SP5 plans de défense et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 (e)) est exclue.~~

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> la tension d'entretien du chargeur de batteries ; la continuité de la batteriedes batteries ; la résistance de connexion aux bornes de la batteriedes batteries ; la résistance de connexion entre les celluleséléments de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> l'état physiquede tous les éléments de batterie s'ils sont <u>visibles, ou mesurer la valeur ohmique interne des éléments ou des batteries si les éléments ne sont pas visibles</u> ; l'état de l'étagère à batteries.
	6-18 mois civils ou 3 OU 6 années civiles	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste performent telles que conçues ont conservé leur performance d'origine en comparant les des mesures des cellules d'élément ou des batteries indicatrices de batterie <u>indicatives</u> de la performance (Ex. valeurs ohmiques internes ou, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries de poste. ou OU Vérifier que les batteries d'alimentation de poste performent telles que conçues ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifié de pour l'ensemble des bases du groupe de batteries.

Tableau 1-4 (e)

b)

Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection utilisant des équipées de batteries au nickel-cadmium (NiCad)

À plomb de type étanche,

à l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) de DSF et en sous-tension (UFLS) de DST répartis (voir le tableau 3)

L'alimentation À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non hors BES de SPS plans de défense et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 (e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
------------------------	--------------------------------	--

Tableau 1-4 (e)

b)

Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection utilisant des équipées de batteries au nickel-cadmium (NiCad)

À plomb de type étanche,

à l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) de DSF et en sous-tension (UFLS) de DST répartis (voir le tableau 3)

L'alimentation À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non hors BES de SPS plans de défense et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 (e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
Alimentation <u>à c.c.</u> de poste d'un système de protection <u>utilisant des équipées de batteries au nickel-cadmium (NiCad) plomb de type étanche</u> n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	4 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> la tension de l'alimentation <u>à c.c.</u> de poste. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> le niveau d'électrolyte ; <u>pour mises à la recherche de contacts</u> à la terre <u>non intentionnelles accidentels.</u>
	<u>6 mois civils</u>	<u>Inspecter :</u> <ul style="list-style-type: none"> <u>l'état de tous les éléments de batterie en mesurant leur valeur ohmique interne.</u>
	18 mois civils	Vérifier : <ul style="list-style-type: none"> la tension d'entretien du chargeur de batteries ; la continuité de la batterie <u>des batteries</u> ; la résistance de connexion aux bornes de la batterie <u>des batteries</u> ; la résistance de connexion entre les cellules <u>éléments</u> de batterie ou entre batteries. Inspecter : <ul style="list-style-type: none"> l'état de toutes les cellules de batterie ; l'état physique de <u>l'étagère</u> à batteries.
	<u>6 mois civils</u> <u>OU</u> <u>3 années</u> civils	Vérifier que les batteries d'alimentation de poste peuvent performer telles <u>ont conservé leur performance d'origine en comparant des mesures d'élément ou de batterie indicatives de la performance (valeurs ohmiques internes, courant d'entretien, etc.) aux valeurs de référence des batteries.</u> <u>OU</u> Vérifier que conçues <u>les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine</u> en procédant à un essai de performance ou de capacité de performance modifié <u>modifié</u> pour l'ensemble du

Tableau 1-4 (e)

b)

Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection utilisant des équipées de batteries au nickel-cadmium (NiCad)

À plomb de type étanche,

à l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) de DSF et en sous-tension (UFLS) de DST répartis (voir le tableau 3)

L'alimentation À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste d'un système de protection utilisé uniquement pour des dispositifs de coupure non hors BES de SPS plans de défense et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 (e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
		<u>banegroupe</u> de batteries.

Tableau 1-4 (e)

Type de composant – Alimentation c.c. de poste de système de protection avec stockage d'énergie équipée de base autre qu'à batteries, au nickel-cadmium, à l'exclusion des systèmes distribués de délestago de charge en sous-fréquence (UFLS) DSF et en sous-tension (UVLS) de DST répartis (voir le tableau 3)

L'alimentation c.c. à l'exclusion des alimentations à c.c. de poste d'un système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure non hors BES de SP plans de défense et pour des systèmes non distribués de délestages de charge en sous-fréquence ou en sous-tension de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 (e)) est exclue.

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
<p>Toute alimentation Alimentation à c.c. de poste d'un système de protection <u>n'utilisant pas une batterie et équipée de batteries au nickel-cadmium</u> n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).</p>	4 mois civils	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> la tension de l'alimentation <u>à c.c.</u> de poste. <p>Inspecter :</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>pour mise</u> le niveau d'électrolyte ; <u>à la recherche de contacts</u> à la terre non intentionnelles <u>accidentels</u>.
	18 mois civils	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>la tension d'entretien du chargeur de batteries ;</u> <u>la continuité des batteries ;</u> <u>la résistance de connexion aux bornes des batteries ;</u> <u>la résistance de connexion entre éléments de batterie ou entre batteries.</u> <p>Inspecter :</p> <ul style="list-style-type: none"> <u>l'état de l'alimentation c.c. tous les éléments</u> de poste <u>autre qu'à batterie ;</u> <u>l'état de l'étagère à batteries.</u>
	6 années civiles	<p>Vérifier que l'alimentation c.c. de poste <u>peut performer telle que conçue</u> lorsque l'alimentation c.c. <u>n'est pas présente</u>. <u>Vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine en procédant à un essai de performance ou de capacité modifié pour l'ensemble du groupe de batteries.</u></p>

Tableau 1-4 (e)

d)
Type de composant – Alimentation à c.c. de poste de système de protection avec stockage d'énergie autre qu'à batteries, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3)

À l'exclusion des alimentations à c.c. de poste de système de protection utilisées uniquement pour des dispositifs de coupure non hors BES de SPS et pour des systèmes non distribués de délestage de charge en sous-fréquence plans de défense et en sous-tension de systèmes de DSF et de DST non répartis (voir le tableau 1-4 e))

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Toute alimentation à c.c. d'un poste de système de protection servant à déclencher uniquement des dispositifs de coupure non BES faisant partie d'un SPS, d'un système de délestage de charge en sous-fréquence ou en sous-tension non réparti, autre qu'à batteries et n'ayant pas les attributs de surveillance du tableau 1-4 (f).	Lorsque les circuits de contrôle sont vérifiés (voir le tableau 1-5) 4 mois civils	Vérifier : • la tension de l'alimentation à c.c. de poste. Inspecter : • à la recherche de contacts à la terre accidentels.
	18 mois civils	Inspecter : • l'état de l'alimentation à c.c. de poste autre qu'à batteries.
	6 années civiles	Vérifier que l'alimentation à c.c. de poste peut fonctionner selon ses performances d'origine lorsque l'alimentation c.a. est absente.

Cellules fusionnées

Tableau 1-4 (f)

Exclusions pour les dispositifs de surveillance et les systèmes d'alimentation)

Type de composant – Alimentation à c.c. de poste d'un système de protection pour dispositifs de coupure hors BES de plans de défense et de systèmes de DSF et de DST non répartis

Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
Toute alimentation à c.c. de poste avec d'un système de protection servant à déclencher uniquement des dispositifs de coupure hors BES faisant partie d'un automatisme de réseau ou d'un système de DSF ou de DST non réparti, et n'ayant pas les attributs de surveillance et alarme de haute et basse tension du chargeur de batteries pour détecter une surtension ou une défaillance du chargeur (voir le tableau 21-4 f).	Aucun entretien périodique spécifié Lors de la vérification des circuits de contrôle (voir le tableau 1-5)	Aucune vérification périodique de la tension de l'alimentation à c.c. de poste n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de niveau d'électrolyte pour chaque cellule (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique du niveau d'électrolyte de chaque cellule n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de mise à la terre c.c. non intentionnelle (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique pour les mises à la terre c.c. non intentionnelles n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste avec surveillance et alarme de tension d'entretien du chargeur pour s'assurer de l'application d'une tension d'entretien correcte aux batteries de l'alimentation à c.c. de poste (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la tension d'entretien du chargeur n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de continuité de la chaîne de batteries (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la continuité des batteries n'est requise.
Toute alimentation c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de résistance entre cellules et/ou aux bornes de connexion de la batterie entière (voir le tableau 2).		Aucune vérification périodique de la résistance entre cellules et aux bornes de connexion n'est requise.
Toute batterie de poste au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) ou au plomb-acide ventilée (VLA) avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne ou de courant d'entretien, et comparaison des valeurs mesurées à des valeurs chimiques internes de référence pour chaque cellule/batterie (voir le tableau 2).		Aucune évaluation périodique relative aux mesures des cellules ou des batteries indicatrices de la performance n'est requise pour vérifier que les batteries de poste peuvent performer telles que conçues.
Toute batterie de poste au plomb-acide à régulation à soupape (VRLA) ou au plomb-acide ventilée (VLA) avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne de chaque cellule/batterie (voir le tableau 2).		Aucune inspection périodique de l'état de toutes les batteries individuelles d'alimentation en mesurant les valeurs ohmiques internes de batteries d'alimentation de poste au plomb-acide ventilées ou au plomb-acide à régulation à soupape n'est requise.

Fractionner des cellules

Tableau 1-5

~~Type 4 f)~~

~~Exclusions concernant les dispositifs et systèmes de composant — Circuits surveillance des alimentations de contrôle associés poste à des fonctions c.c. de système de protection~~

~~À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)~~

~~Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les composants des circuits de contrôle des systèmes de protection et de SPS, sauf indication particulière.~~

Attributs de ~~composants~~ composant

Intervalle
d'entretien
maximal

Activités d'entretien minimales

Tableau 1-5

Type 4 f)

Exclusions concernant les dispositifs et systèmes de composant — Circuits surveillance des alimentations de contrôle associés poste à des fonctions c.c. de système de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les composants des circuits de contrôle des systèmes de protection et de SPS, sauf indication particulière.

Attributs de composants composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
Bobines de déclenchement ou actionneurs de disjoncteurs, d'appareils de coupure ou de dispositifs d'atténuation (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle). Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance de minimum et de maximum de tension du chargeur de batteries et alarme permettant de détecter une surtension ou une défaillance du chargeur (voir le tableau 2).	6 années civiles Pas d'indication d'entretien périodique	Vérifier que chaque bobine de déclenchement est capable d'actionner le disjoncteur, l'appareil de coupure ou le dispositif d'atténuation. Des vérifications périodiques de la tension de l'alimentation à c.c. de poste ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de niveau d'électrolyte pour chaque élément (voir le tableau 2).		Des inspections périodiques du niveau d'électrolyte de chaque élément ne sont pas requises.
Dispositifs de verrouillage électromécanique situés directement dans le trajet du circuit de déclenchement entre le relais de protection et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle). Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de contact à la terre accidentel (voir le tableau 2).	6 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des dispositifs de verrouillage électromécanique. Des détecteurs périodiques de contacts c.c. à la terre accidentels ne sont pas requises.
Circuits de contrôle non surveillés associés à un SPS. Toute alimentation à c.c. de poste avec surveillance et alarme de tension d'entretien du chargeur assurant l'application d'une tension d'entretien correcte aux batteries de l'alimentation à c.c. de poste (voir le tableau 2).	12 années civiles	Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au fonctionnement adéquat du SPS. Des vérifications périodiques de la tension d'entretien du chargeur ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de continuité de la chaîne de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la continuité de la chaîne de batteries ne sont pas requises.
Toute alimentation à c.c. de poste à batteries avec surveillance et alarme de résistance entre éléments et directement aux bornes du groupe de batteries (voir le tableau 2).		Des vérifications périodiques de la résistance entre éléments et aux bornes ne sont pas requises.
Circuits de contrôle non surveillés associés à des fonctions de protection, y compris tous les relais auxiliaires. Toute batterie d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne ou	12 années civiles	Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure. Des comparaisons périodiques des valeurs mesurées des éléments ou

Cellules fusionnées

Tableau 1-5

Type 4 f)

Exclusions concernant les dispositifs et systèmes de composant — Circuits surveillance des alimentations de contrôle associés poste à des fonctions c.c. de système de protection

À l'exclusion des systèmes distribués de délestage de charge en sous-fréquence (UFLS) et en sous-tension (UVLS) (voir le tableau 3)

Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les composants des circuits de contrôle des systèmes de protection et de SPS, sauf indication particulière.

Attributs de composants <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <i>minimales</i>
de courant d'entretien, et comparaison des valeurs mesurées à des valeurs ohmiques internes de référence pour chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).		<u>batteries par rapport à des valeurs de référence ne sont pas requises pour vérifier que les batteries d'alimentation de poste ont conservé leur performance d'origine.</u>
<u>Circuits</u> Toute batterie d'alimentation de contrôle associés à des fonctions poste au plomb de protection et type étanche ou à des SPS dont l'intégrité est surveillée et ouvert avec surveillance et alarme de valeur ohmique interne de chaque élément ou batterie (voir le tableau 2).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune. Des inspections périodiques de l'état de toutes les batteries d'alimentation de poste au plomb de type étanche ou ouvert par la mesure des valeurs ohmiques internes ne sont pas requises.

<p>Tableau 1-5 Type de composant – Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection, à l'exclusion des systèmes de DSF et de DST répartis (voir le tableau 3), de réenclencheurs automatiques (voir le tableau 4) et de déclencheurs à pression soudaine (voir le tableau 5)</p> <p>Remarque : Les exigences de ce tableau s'appliquent à tous les composants de circuit de contrôle de systèmes de protection et de plans de défense, sauf indication particulière.</p>		
<u>Attributs de composant</u>	<u>Intervalle d'entretien maximal</u>	<u>Activités d'entretien minimales</u>
<u>Bobines de déclenchement ou actionneurs de disjoncteurs, d'appareils de coupure ou de dispositifs d'atténuation (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).</u>	<u>6 années civiles</u>	<u>Vérifier que chaque bobine de déclenchement est capable d'actionner le disjoncteur, l'appareil de coupure ou le dispositif d'atténuation.</u>
<u>Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de protection et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).</u>	<u>6 années civiles</u>	<u>Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.</u>
<u>Circuits de contrôle non surveillés associés à un automatisme de réseau.</u> <u>(Pour les plans de défense qui comportent un réenclencheur automatique, voir le tableau 4-2 b.)</u>	<u>12 années civiles</u>	<u>Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle qui sont essentiels au bon fonctionnement de l'automatisme de réseau.</u>
<u>Circuits de contrôle non surveillés associés à des fonctions de protection, y compris tous les relais auxiliaires.</u>	<u>12 années civiles</u>	<u>Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.</u>
<u>Circuits de contrôle associés à des fonctions de protection ou à des plans de défense dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).</u>	<u>Pas d'indication d'entretien périodique</u>	<u>Aucune.</u>

Tableau 2 – Trajets d’alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5, les attributs d’alarme qui servent à justifier l’allongement des intervalles d’entretien maximaux ou la réduction des activités d’entretien sont soumis aux exigences d’entretien suivantes.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d’entretien maximal	Activités d’entretien minimales
<p><u>Tout trajet emprunté par les alarmes des tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et 5 entre le point d’origine de l’alarme et le point d’application d’une action corrective, et qui ne présente pas tous les attributs de la catégorie « Trajet d’alarme avec surveillance » ci-dessous.</u></p> <p><u>Les alarmes sont transmises dans un délai de 24 h au point d’application d’une action corrective.</u></p>	<p><u>12 années civiles</u></p>	<p><u>Vérifier que le trajet d’alarme transmet les signaux d’alarme jusqu’au point d’application d’une action corrective.</u></p>
<p><u>Trajet d’alarme avec surveillance :</u></p> <p><u>Le point d’application d’une action corrective reçoit une alarme dans un délai de 24 h en cas de défaillance de toute partie du trajet d’alarme entre le point d’origine de l’alarme et le point d’application d’une action corrective.</u></p>	<p><u>Pas d’indication d’entretien périodique</u></p>	<p><u>Aucune.</u></p>

Tableau 2—Trajets d'alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, les attributs d'alarme qui servent à justifier l'augmentation des intervalles d'entretien maximaux et/ou la réduction des activités d'entretien sont soumis aux exigences d'entretien suivantes. Tableau 3
Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis

Attributs de composants <u>composant</u>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
---	--------------------------------	--

Tableau 2 — Trajets d'alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, les attributs d'alarme qui servent à justifier l'augmentation des intervalles d'entretien maximaux et/ou la réduction des activités d'entretien sont soumis aux exigences d'entretien suivantes. **Tableau 3**
Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis

Attributs de composants <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
<p>Tout relais de protection non surveillé qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.</p>	<p>6 années civiles</p>	<p>Vérifier que les réglages sont conformes aux spécifications.</p> <p>Pour les relais autres qu'à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> mettre à l'essai et réétalonner si nécessaire. <p>Pour les relais à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du système de protection ; vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Tout trajet d'alarme emprunté par les alarmes des tableaux 1-1 à 1-5 et du tableau 3, entre le point d'origine de l'alarme et le point de localisation où une action corrective peut être initiée, et qui ne présente pas tous les attributs de la catégorie « Trajet d'alarme avec surveillance » ci-dessous.</p> <p>Les alarmes sont transmises dans un délai de 24 h à un point de localisation où une action corrective peut être initiée. Relais de protection à microprocesseur surveillés ayant les attributs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). Au moins trois échantillonnages de l'onde de tension ou de courant par cycle, et numérisation des échantillons en vue des calculs par le microprocesseur. Alarmes de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	<p>12 années civiles</p>	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> que le trajet d'alarme transmet les signaux d'alarme jusqu'au point de localisation où les réglages sont conformes aux spécifications ; le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au bon fonctionnement du système de localisation où les actions correctives peuvent être initiées. protection ; la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.

Tableau 2 — Trajets d'alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, les attributs d'alarme qui servent à justifier l'augmentation des intervalles d'entretien maximaux et/ou la réduction des activités d'entretien sont soumis aux exigences d'entretien suivantes. **Tableau 3 Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis**

Attributs de composants <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
<p><u>Trajet d'alarme avec surveillance :</u></p> <p>Le point de localisation où une action corrective est prise reçoit une alarme dans un délai de 24 h en cas de défaillance de toute partie du trajet d'alarme entre le point d'origine de l'alarme et le point de localisation où une action corrective peut être initiée. <u>Relais de protection à microprocesseur surveillés avant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2).</u> • <u>Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2).</u> • <u>Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2).</u> 	<p><u>Aucun entretien périodique spécifié</u> <u>12 années civiles</u></p>	<p><u>Aucune.</u> <u>Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillés qui sont essentielles au bon fonctionnement du système de protection.</u></p>
<p><u>Dispositifs sensibles à la tension ou au courant associés à des systèmes de DSF ou de DST.</u></p>	<p><u>12 années civiles</u></p>	<p><u>Vérifier que les valeurs de signal de courant ou de tension sont fournies aux relais de protection.</u></p>
<p><u>Alimentation c.c. de système de protection pour le déclenchement de dispositifs de coupure hors BES utilisés uniquement pour un système de DSF ou de DST.</u></p>	<p><u>12 années civiles</u></p>	<p><u>Vérifier la tension d'alimentation c.c. du système de protection.</u></p>
<p><u>Circuits de contrôle entre les relais de DSF ou de DST et des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors BES).</u></p>	<p><u>12 années civiles</u></p>	<p><u>Vérifier le trajet entre le relais et le relais auxiliaire à rappel manuel ou automatique (y compris la logique de supervision essentielle).</u></p>

Tableau 2—Trajets d’alarme et surveillance

Dans les tableaux 1-1 à 1-5 et au tableau 3, les attributs d’alarme qui servent à justifier l’augmentation des intervalles d’entretien maximaux et/ou la réduction des activités d’entretien sont soumis aux exigences d’entretien suivantes. **Tableau 3**
Activités et intervalles d’entretien pour les systèmes de DSF et de DST répartis

Attributs de composants <i>composant</i>	Intervalle d’entretien maximal	Activités d’entretien <u>minimales</u>
<u>Relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique associés uniquement à des systèmes de DSF ou de DST (à l’exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors BES).</u>	<u>12 années civiles</u>	<u>Vérifier le fonctionnement électrique des relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique.</u>
<u>Circuits de contrôle entre les relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique et les dispositifs de coupure hors BES dans des systèmes de DSF ou de DST, ou entre des relais de DSF ou de DST (sans interposition de relais électromécaniques auxiliaires à rappel manuel ou automatique) et les dispositifs de coupure hors BES (à l’exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors BES).</u>	<u>Pas d’indication d’entretien périodique</u>	<u>Aucune.</u>
<u>Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure hors BES dans des systèmes de DSF ou de DST.</u>	<u>Pas d’indication d’entretien périodique</u>	<u>Aucune.</u>

Tableau 3

4-1

Activités et intervalles d'entretien pour les systèmes composants de délestage réenclencheur automatique
Type de charge en sous-fréquence (UFLS) composant – Relais réenclencheur et en sous-tension (UVTLS) distribués de surveillance

Remarque : Dans les cas où les composants de réenclencheur automatique sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les composants une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
<p>Tout relais <u>réenclencheur ou de protection surveillance</u> non surveillé n'ayant qui n'a pas tous les attributs de surveillance d'une des catégories ci-dessous.</p>	6 années civiles	<p>Vérifier que les réglages sont tels que spécifiés conformes aux spécifications.</p> <p>Pour les relais en sous-tension <u>réenclencheurs ou de surveillance autres qu'à</u> microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> mettre à l'essai et calibrer <u>réétalonner</u> si nécessaire. <p>Pour les relais <u>réenclencheurs ou de surveillance</u> à microprocesseur :</p> <ul style="list-style-type: none"> vérifier le fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au <u>bon</u> fonctionnement <u>adéquat</u> du système de protection réenclencheur automatique. <p><u>Pour les relais de surveillance à microprocesseur :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> vérifier la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Relais <u>réenclencheur ou de protection surveillance</u> à microprocesseur surveillé avec surveillés ayant les attributs suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> Autodiagnostic interne et alarme (voir le tableau 2). <u>Alarme de panne d'alimentation électrique (voir le tableau 2).</u> <p><u>Pour les relais de surveillance :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Au moins <u>trois</u> échantillonnages ou plus de l'onde de tension et/ou de courant par cycle de puissance, et conversion numérisation des échantillons en valeurs numériques pour les vue des calculs de mesure par l'électronique du le microprocesseur. Alarmes de défaillance d'alimentation électrique (voir le tableau 2). 	12 années civiles	<p>Vérifier :</p> <ul style="list-style-type: none"> que les réglages sont tels que spécifiés conformes aux spécifications : <u>le</u> fonctionnement des entrées et sorties du relais qui sont essentielles au <u>bon</u> fonctionnement <u>adéquat</u> du système réenclencheur automatique. <p><u>Pour les relais de protection surveillance :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <u>vérifier</u> la mesure acceptable des valeurs d'entrée du réseau électrique.
<p>Relais de protection à microprocesseur surveillés avec les attributs de la ligne précédente et les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> Les mesures c.a. sont vérifiées continuellement par comparaison avec une source c.a. indépendante, avec 	12 années civiles	<p>Vérifier seulement le fonctionnement des entrées et sorties du relais non surveillé qui sont essentielles au fonctionnement adéquat du système de protection;</p>

Tableau 3

4-1

Activités et intervalles d'entretien pour les **systèmes composants de délestage réenclencheur automatique** **Type de charge en sous-fréquence (UFLS) composant – Relais réenclencheur et en sous-tension (UVLS) distribués de surveillance**

Remarque : Dans les cas où les composants de réenclencheur automatique sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les composants une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

Attributs de <i>composant</i>	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien <u>minimales</u>
<p>alarme en cas d'erreur inacceptable. (voir le tableau 2).</p> <p>Certaines ou toutes les entrées binaires ou d'état et les sorties de commande sont surveillées par un moyen qui confirme en permanence leur habileté à performer telles que conçues, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2).</p> <p>Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2).</p>		
Dispositifs de détection de tension et/ou de courant associés à des systèmes UFLS ou UVLS.	12 années civiles	Vérifier que les valeurs de signal de courant et/ou de tension sont fournies aux relais de protection.
Alimentation c.e. de système de protection pour le déclenchement de dispositifs de coupure non BES utilisée uniquement pour un système UFLS ou UVLS.	12 années civiles	Vérifier la tension d'alimentation c.e. de système de protection.
Circuits de contrôle entre les relais de UFLS ou UVLS et dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement (à l'exclusion des bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES).	12 années civiles	Vérifier le trajet entre le relais et le relais auxiliaire verrouillable et/ou le relais de déclenchement (y compris la logique de supervision essentielle).
Dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement associés uniquement à des systèmes UFLS ou UVLS (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES).	12 années civiles	Vérifier le fonctionnement électrique des relais électromécaniques auxiliaires verrouillables et/ou des dispositifs de déclenchement.
Circuits de contrôle entre les dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage et/ou de déclenchement et les dispositifs de coupure non BES de systèmes UFLS ou UVLS, ou entre des relais UFLS ou UVLS (sans interposition de dispositifs électromécaniques auxiliaires de verrouillage) et les dispositifs de coupure non BES (à l'exclusion de bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES).	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.
Bobines de déclenchement de dispositifs de coupure non BES de systèmes UFLS ou UVLS.	Aucun entretien périodique spécifié	Aucune.

Tableau 4-1 Activités et intervalles d'entretien pour les composants de réenclencheur automatique Type de composant – Relais réenclencheur et de surveillance		
Remarque : Dans les cas où les composants de réenclencheur automatique sont les mêmes que ceux des tableaux 1-1 à 1-5, il suffit de mettre à l'essai les composants une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.		
Attributs de composant	Intervalle d'entretien maximal	Activités d'entretien minimales
<p><u>Relais réenclencheurs ou de surveillance à microprocesseur surveillés ayant les attributs de la rangée précédente, plus les suivants :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Surveillance de certaines ou de la totalité des entrées binaires ou d'état et des sorties de commande par un moyen qui en confirme en permanence le bon fonctionnement, avec alarme en cas de défaillance (voir le tableau 2).</u> • <u>Alarme en cas de changement de réglages (voir le tableau 2).</u> <p><u>Pour les relais de surveillance :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Mesures c.a. comparées en permanence à une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'écart excessif (voir le tableau 2).</u> 	<p><u>12 années civiles</u></p>	<p><u>Vérifier seulement les entrées et sorties de relais non surveillés qui sont essentielles au bon fonctionnement du réenclencheur automatique.</u></p>

Tableau 4-2 a) Activités et intervalles d'entretien pour les <u>composants de réenclencheur automatique</u> Type de composant – <u>Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui ne font PAS partie intégrante d'un automatisme de réseau</u>		
Remarque : Dans les cas où les <u>composants de réenclencheur automatique</u> sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les <u>composants</u> une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.		
<u>Attributs de composant</u>	<u>Intervalle d'entretien maximal</u>	<u>Activités d'entretien minimales</u>
<u>Circuits de contrôle non surveillés associés à un réenclencheur automatique qui ne fait pas partie intégrante d'un automatisme de réseau.</u>	<u>12 années civiles</u>	<u>Vérifier que le réenclencheur automatique, lors du déclenchement, n'envoie pas une commande de fermeture prématurée au circuit de fermeture.</u>
<u>Circuits de contrôle associés à un réenclencheur automatique qui ne fait pas partie d'un automatisme de réseau, et surveillés au moyen d'un dispositif d'alarme sensible à des conditions qui entraîneraient une commande de fermeture prématurée (voir le tableau 2).</u>	<u>Pas d'indication d'entretien périodique</u>	<u>Aucune.</u>

Tableau 4-2 b) Activités et intervalles d'entretien pour les <u>composants de réenclencheur automatique</u> Type de composant – <u>Circuits de contrôle associés à des relais réenclencheurs et de surveillance qui FONT partie intégrante d'un automatisme de réseau</u>		
Remarque : Dans les cas où les <u>composants de réenclencheur automatique</u> sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les <u>composants</u> une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.		
<u>Attributs de composant</u>	<u>Intervalle d'entretien maximal</u>	<u>Activités d'entretien minimales</u>
<u>Bobines de fermeture ou actionneurs de disjoncteurs ou de dispositifs semblables utilisés en combinaison avec un réenclencheur automatique dans un automatisme de réseau (sans égard à toute surveillance des circuits de contrôle).</u>	<u>6 années civiles</u>	<u>Vérifier que chaque bobine de fermeture ou actionneur est capable d'actionner le disjoncteur ou le dispositif de protection.</u>
<u>Circuits de contrôle de fermeture non surveillés associés à un réenclencheur automatique faisant partie intégrante d'un automatisme de réseau.</u>	<u>12 années civiles</u>	<u>Vérifier tous les trajets de circuit de contrôle associés au réenclencheur automatique qui sont essentiels au bon fonctionnement de l'<u>automatisme de réseau.</u></u>
<u>Circuits de contrôle associés à un réenclencheur automatique faisant partie intégrante d'un automatisme de réseau dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).</u>	<u>Pas d'indication d'entretien périodique</u>	<u>Aucune.</u>

<p>Tableau 4-3 Activités et intervalles d'entretien pour les composants de réenclencheur automatique Type de composant – Dispositifs sensibles à la tension associés à des relais de surveillance</p> <p><i>Remarque : Dans les cas où les composants de réenclencheur automatique sont les mêmes que ceux du tableau 1-3, il suffit de mettre à l'essai les composants une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.</i></p>		
<u>Attributs de composant</u>	<u>Intervalle d'entretien maximal</u>	<u>Activités d'entretien minimales</u>
<u>Tout dispositif sensible à la tension n'ayant pas les attributs de surveillance de la catégorie ci-dessous.</u>	<u>12 années civiles</u>	<u>Vérifier que des valeurs de signal de tension sont fournies aux relais de surveillance.</u>
<u>Dispositifs sensibles à la tension connectés à un relais à microprocesseur avec mesures c.a. qui sont surveillées en permanence par comparaison entre la valeur du signal captée (mesurée par le relais à microprocesseur) et une référence c.a. indépendante, avec alarme en cas d'erreur inacceptable ou de défaillance (voir le tableau 2).</u>	<u>Pas d'indication d'entretien périodique</u>	<u>Aucune.</u>

Tableau 5

Activités et intervalles d'entretien pour les déclencheurs à pression soudaine

Remarque : Dans les cas où les composants de déclencheurs à pression soudaine sont les mêmes que ceux du tableau 1-5, il suffit de mettre à l'essai les composants une seule fois pendant un intervalle d'entretien distinct.

<u>Attributs de composant</u>	<u>Intervalle d'entretien maximal</u>	<u>Activités d'entretien minimales</u>
<u>Tout relais de surpression de défaut.</u>	<u>6 années civiles</u>	<u>Vérifier que le mécanisme sensible à la pression ou au débit fonctionne bien.</u>
<u>Verrouillages électromécaniques situés directement dans un trajet de déclenchement entre le relais de surpression de défaut et la bobine de déclenchement de l'appareil de coupure (sans égard à la surveillance des circuits de contrôle).</u>	<u>6 années civiles</u>	<u>Vérifier le fonctionnement électrique des verrouillages électromécaniques.</u>
<u>Circuits de contrôle non surveillés associés à un déclencheur à pression soudaine.</u>	<u>12 années civiles</u>	<u>Vérifier tous les trajets des circuits de déclenchement, y compris tous les relais auxiliaires, jusqu'aux bobines de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure.</u>
<u>Circuits de contrôle associés à des déclencheurs à pression soudaine dont l'intégrité est surveillée au moyen d'un dispositif d'alarme (voir le tableau 2).</u>	<u>Pas d'indication d'entretien périodique</u>	<u>Aucune.</u>

PRC-005 — Annexe A

Critères d'un programme d'entretien ~~des~~ systèmes de protection ~~basé sur~~ selon la performance

Objet : Établir un fondement technique pour ~~l'utilisation~~ l'adoption initiale et ~~en continu~~ le maintien d'un programme d'entretien ~~des~~ systèmes de protection (PSMP) ~~basé sur~~ selon la performance.

Établir la justification technique pour l'utilisation Pour justifier techniquement l'adoption initiale d'un PSMP ~~basé sur~~ selon la performance :

1. Dresser une liste ~~avec une description~~ ~~des~~ décrivant les composants ~~inclus~~ compris dans chaque segment désigné ~~de la population~~ de composants de système de protection, avec une population minimale de 60 composants par segment.

Segment — *Systèmes de protection ou composants répondant à une norme de conception uniforme ou correspondant à un modèle ou à un type particulier d'un même fabricant, qui ont normalement d'autres facteurs communs. Une performance uniforme est attendue pour toute la population d'un segment. Un segment doit comporter au moins soixante (60) composants individuels.*

2. Effectuer l'entretien des composants de chaque segment selon les intervalles ~~de temps~~ maximaux admissibles ~~établis aux~~ préétablis ~~des~~ tableaux 1-1 à 1-5, 3, 4-1 à 4-3 et au ~~au~~ tableau 3, 5 jusqu'à obtenir des résultats d'activité d'entretien pour ~~un minimum de~~ au moins 30 composants ~~individuels~~ du segment.
3. Documenter les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment, ~~incluant~~ compris les dates d'entretien et les événements dénombrables pour chaque composant ~~inclus dans le~~ du segment.
4. Analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque segment afin de déterminer la performance globale du segment et d'établir des intervalles d'entretien.

Événement dénombrable — *Une défaillance d'un composant nécessitant sa réparation ou son remplacement, toute condition constatée au cours des activités d'entretien des tableaux 1-1 à 1-5 et du tableau 3 qui requière une action corrective, ou tout fonctionnement incorrect attribué à une défaillance matérielle ou d'étalonnage. Les fonctionnements incorrects attribuables à des erreurs de conception de produit, à des erreurs de logiciel, à des réglages de relais différents des réglages spécifiés, à des erreurs de configuration de composants des systèmes de protection ou à des erreurs d'application de système de protection ne sont pas considérés comme des événements dénombrables.*

-
5. Déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que ~~le segment subisse~~ des événements dénombrables ~~pour une~~ touchent pas plus de 4 % des *composants* ~~du segment qui le constituent~~, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Maintenir la justification technique de l'utilisation en continu Pour justifier techniquement le maintien d'un PSMP basé sur selon la performance :

1. Au moins ~~annuellement~~ une fois par an, mettre à jour la liste des *composants* et des *segments de système de protection* et/ou leur description si des changements ~~surviennent~~ sont survenus dans ~~le~~ un *segment*.
2. Effectuer ~~chaque année~~ l'entretien selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit sur 5 % des *composants* (visés par le PSMP basé sur selon la performance) ~~dans~~ de chaque *segment*, soit sur trois *composants* individuels ~~à l'intérieur~~ du *segment* à chaque année.
3. Pour l'année précédente, analyser les activités et les résultats du programme d'entretien pour chaque *segment* afin de déterminer la performance globale du *segment*.
4. À partir des données de l'année précédente, déterminer l'intervalle d'entretien maximal admissible pour chaque *segment* de telle manière que ~~le segment subisse~~ des événements dénombrables ~~pour une~~ touchent pas plus de 4 % des *composants* ~~du segment qui le constituent~~, selon la plus élevée des valeurs suivantes : soit les 30 derniers *composants* touchés par les activités d'entretien, soit tous les *composants* touchés par les activités d'entretien au cours de l'année précédente.

Si les *composants* d'un *segment de système de protection entretenu* selon dont l'entretien est régi par un PSMP basé sur selon la performance ~~subissent~~ sont touchés par 4 % ou plus d'événements dénombrables, établir, documenter et mettre en œuvre un plan d'action visant à ramener le taux d'événements dénombrables à moins de 4 % de la population du *segment* ~~à l'intérieur~~ dans un délai de trois ans.

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des changements à la définition de *réenclencheur automatique*

En réponse aux prescriptions de l'Ordonnance 803 de la FERC sur les *réenclencheurs automatiques*, la définition de *réenclencheur automatique* a été modifiée pour y ajouter les relais de surveillance, ainsi que les capteurs de tension et les circuits de contrôle qui y sont associés.

Justification du changement à la définition de *type de composant*

La définition de *réenclencheur automatique* modifiée comporte désormais quatre éléments, au lieu de deux éléments dans la version antérieure.

A. Introduction

1. **Titre :** Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production
2. **Numéro :** PRC-~~019-12~~
3. **Objet :** Vérifier la coordination des dispositifs de régulation de tension, des limiteurs, des caractéristiques d'équipement et des réglages des *systèmes de protection* des *installations* de production et des compensateurs synchrones.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1 **Entités fonctionnelles :**
 - 4.1.1 *Propriétaire d'installation de production*
 - 4.1.2 *Propriétaire d'installation de transport ayant un ou des compensateurs synchrones*
 - 4.2 **Installations**

Aux fins de la présente norme, le terme « *installation visée* » désigne l'un ou l'autre des éléments suivants :

 - 4.2.1 groupe de production individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production*~~—transport d'électricité~~ ;
 - 4.2.2 compensateur synchrone individuel de plus de 20 MVA (puissance nominale brute) raccordé directement au *système de production*~~—transport d'électricité~~ ;
 - 4.2.3 centrale ou *installation* de production comportant un ou plusieurs groupes de production raccordés au *système de production*~~—transport d'électricité~~ par un jeu de barres commun et dont la production totale dépasse 75 MVA (puissance nominale brute combinée) ;
 - 4.2.3.1 cet élément inclut les groupes de production individuels des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du système de production-transport d'électricité si la régulation de tension de l'installation est effectuée uniquement au niveau des groupes de production individuels de la ressource de production décentralisée ;
 - 4.2.4 toute installation de production, sans égard à sa taille, qui est ~~designée~~désignée comme un groupe à démarrage autonome dans le plan de remise en charge d'un *exploitant de réseau de transport*.
5. **Date d'entrée en vigueur :**
 - ~~5.1 Dans les territoires où une approbation réglementaire est nécessaire :~~
 - ~~5.1.1 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 40 % de ses installations visées.~~
 - ~~5.1.2 Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les~~

~~lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 60 % de ses installations visées.~~

~~5.1.3 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 80 % de ses installations visées.~~

~~5.1.4 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié 100 % de ses installations visées.~~

~~5.2 — Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas nécessaire :~~

~~5.2.1 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 40 % de ses installations visées.~~

~~5.2.2 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 60 % de ses installations visées.~~

~~5.2.3 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié au moins 80 % de ses installations visées.~~

~~5.2.4 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'adoption par le Conseil d'administration, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque propriétaire d'installation de production ou propriétaire d'installation de transport doit avoir vérifié 100 % de ses installations visées.~~

Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-019-2.

B. Exigences

E1. À intervalles d'au plus cinq années civiles, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit coordonner les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service¹) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection* appropriés. [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

1.1 En supposant un fonctionnement normal de la boucle de régulation de tension et des ~~condition~~conditions d'exploitation en régime permanent du réseau, vérifier les éléments de coordination suivants pour chaque *installation* visée :

- 1.1.1.** les limiteurs en service doivent être réglés de manière à intervenir avant le *système de protection* de l'*installation* visée afin d'éviter tout débranchement inutile du groupe de production ;
- 1.1.2.** les dispositifs de *système de protection* en service pertinents doivent être réglés de manière à intervenir pour isoler ou mettre hors tension l'équipement afin de limiter l'étendue des dommages lorsque les conditions d'exploitation dépassent les caractéristiques ou les limites de stabilité de l'équipement.

E2. Dans les 90 jours civils suivant la constatation ou la mise en place de modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages susceptibles d'influer sur la coordination décrite à l'exigence E1, chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit procéder à la coordination décrite à l'exigence E1. Les modifications de systèmes, d'équipements ou de réglages comprennent, entre autres, les suivantes : [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]

- modifications aux réglages ou à l'équipement de régulation de tension ;
- modifications aux réglages ou aux composants de *système de protection* ;
- modifications aux caractéristiques de l'équipement de production ou de compensateur synchrone ;
- modifications aux transformateurs élévateurs de l'équipement de production ou de compensateur synchrone.

C. Mesures

M1. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives (dont des exemples sont présentés à la section G de la norme PRC-019) attestant qu'il a coordonné les dispositifs de régulation de tension (y compris les limiteurs et les fonctions de protection en service²) avec les caractéristiques d'équipement pertinentes et les réglages pertinents des dispositifs et fonctions de *système de protection*, conformément à l'exigence E1. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que la coordination a été effectuée.

1. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

2. Limiteurs ou fonctions de protection installés et activés d'une installation de production ou d'un compensateur synchrone.

M2. Chaque *propriétaire d'installation de production* ou *propriétaire d'installation de transport* ayant des *installations* visées doit détenir des pièces justificatives attestant que la coordination rendue nécessaire par les événements indiqués à l'exigence E2 a été effectuée. Ces pièces justificatives doivent comprendre des documents datés attestant que l'intervalle de temps prescrit à l'exigence E2 a été respecté.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable ~~des~~ mesures pour assurer la surveillance de l'application des normes conformité

L'entité régionale joue le rôle de responsable ~~des~~ mesures pour assurer la surveillance de l'application des normes conformité (CEA), à moins que l'entité concernée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'ERO ou une entité régionale approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent doit jouer le rôle de la CEA.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit de conformité le plus récent, le responsable de la surveillance de la conformité CEA peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport doit conserver pendant six ans une preuve de conformité aux exigences E1 et E2 et aux mesures M1 et M2.

Si le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport est jugé non conforme à une exigence, l'entité doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le responsable de la surveillance de l'application des normes Le CEA doit conserver le rapport du dernier audit périodique ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et de mise en application des normes

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de ~~conformités~~ conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité ~~de lades non-conformité~~ conformités

E#Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles, mais d'au plus 5 années civiles et 4 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles <u>et 4 mois</u> , mais d'au plus 5 années civiles et 8 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 5 années civiles <u>et 8 mois</u> , mais d'au plus 5 années civiles et 12 mois, après la coordination précédente.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 5 années civiles et 12 mois après la coordination précédente.
E2	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 100 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 100 jours civils mais d'au plus 110 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport a coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de plus de 110 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.	Le propriétaire d'installation de production ou le propriétaire d'installation de transport n'a pas coordonné les caractéristiques d'équipement, les limiteurs et les fonctions de protection visés par l'exigence E1 dans un délai de 120 jours civils après la constatation ou la mise en place d'une modification d'équipement ou de réglage qui a influé sur la coordination.

E. Différences régionales

Aucune.

Norme PRC-019-12 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

F. Documents connexes

- «°Underexcited Operation of Turbo Generators°», AIEE Proceedings T Section 881, Volume 67, 1948, Appendix 1, C. G. Adams and J. B. McClure
- «°Protective Relaying For Power Generation Systems°», Boca Raton, FL, Taylor & Francis, 2006, Reimert, Donald
- «°Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability°», a report of Working Group J5 of the IEEE PSRC Rotating Machinery Subcommittee
- «°IEEE C37.102--2006 IEEE Guide for AC Generator Protection°»
- «°IEEE C50.13--2005 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above°»

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	7 février 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NER NERC.	Nouveau
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC--019- 1 1. (L'ordonnance entre en vigueur le 1 ^{er} juillet 2016)	
<u>2</u>	<u>12 février 2015</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	<u>Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 :</u> <u>L'applicabilité a été révisée afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES</u>
<u>2</u>	<u>29 mai 2015</u>	<u>Lettre d'ordonnance du dossier RD15-3-000 de la FERC approuvant la norme PRC-019-2.</u>	<u>Modifications afin d'ajuster l'applicabilité aux propriétaires de ressources de production décentralisées</u>

G. Référence

Exemples de coordination

La preuve que la coordination prescrite à l'exigence E1 a été effectuée peut prendre l'une des formes suivantes :

- graphique P--Q (exemple à l'annexe 1) ;
- graphique R--X (exemple à l'annexe 2) ;
- graphique de temporisation inverse (exemple à l'annexe 3) ;
- tableaux équivalents ou autre preuve.

Norme PRC-019-12 – Coordination des caractéristiques, des dispositifs de régulation de tension et des protections des groupes ou des centrales de production

Ces pièces justificatives doivent indiquer les caractéristiques de l'équipement et la plage de fonctionnement des limiteurs et des fonctions de protection.

Les limites des équipements, les types de limiteur et les fonctions de protection dont la coordination peut être nécessaire comprennent, notamment :

- les limiteurs de surexcitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de surintensité d'onduleur et les fonctions de protection associées ;
- les limiteurs de sous-excitation de champ et les fonctions de protection associées ;
- la puissance réactive de groupe de production ou de compensateur synchrone ;
- les limiteurs d'induction magnétique V/Hz et les fonctions de protection associées ;
- les réglages de système de protection contre les surtensions de stator ;
- la caractéristique tension/fréquence de groupe de production et de transformateur ;
- la caractéristique temps/courant de champ ou temps/courant de stator.

Remarque : La liste ci-dessus n'est présentée qu'à titre indicatif. La présente norme n'exige l'installation ou l'activation d'aucune des fonctions de limitation ou de protection ci-dessus.

Dans l'exemple qui suit, la limite de stabilité statique (LSS) est la limite de la stabilité synchrone dans la région de sous-excitation avec un courant de champ fixe.

Sur un graphique P-Q, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production, X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, et V_g la tension aux bornes du groupe de production (toutes les valeurs étant exprimées par unité), on peut calculer la LSS comme un arc centré sur l'axe Q, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = V_g^2/2 \times (1/X_s - 1/X_d)$$

$$R = V_g^2/2 \times (1/X_s + 1/X_d)$$

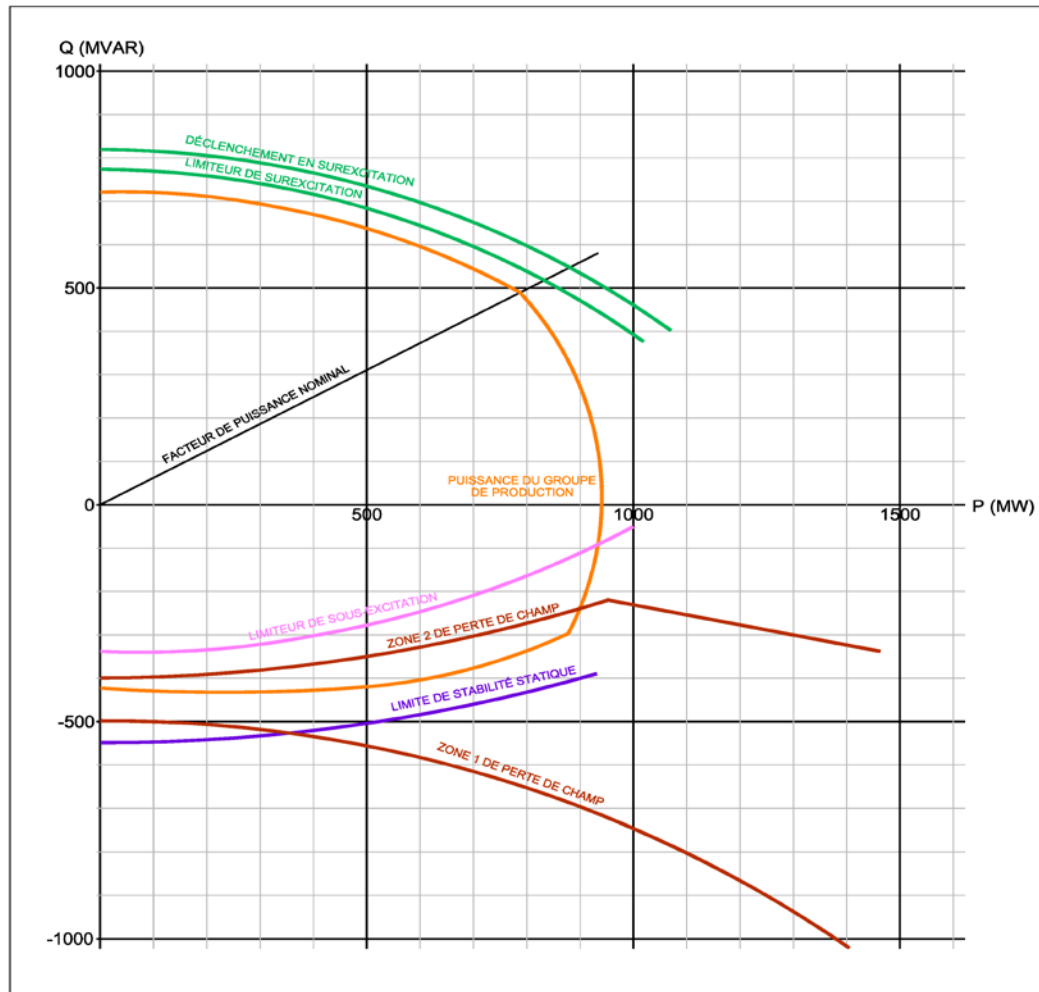
Sur un graphique R-X, où X_d représente la réactance synchrone longitudinale saturée du groupe de production et X_s la réactance équivalente entre les bornes du groupe de production et le « barre à puissance infinie », y compris la réactance du transformateur élévateur du groupe de production, la LSS est un arc centré sur l'axe X, dont le centre et le rayon sont quantifiables au moyen des équations suivantes :

$$C = (X_d - X_s)/2$$

$$R = (X_d + X_s)/2$$

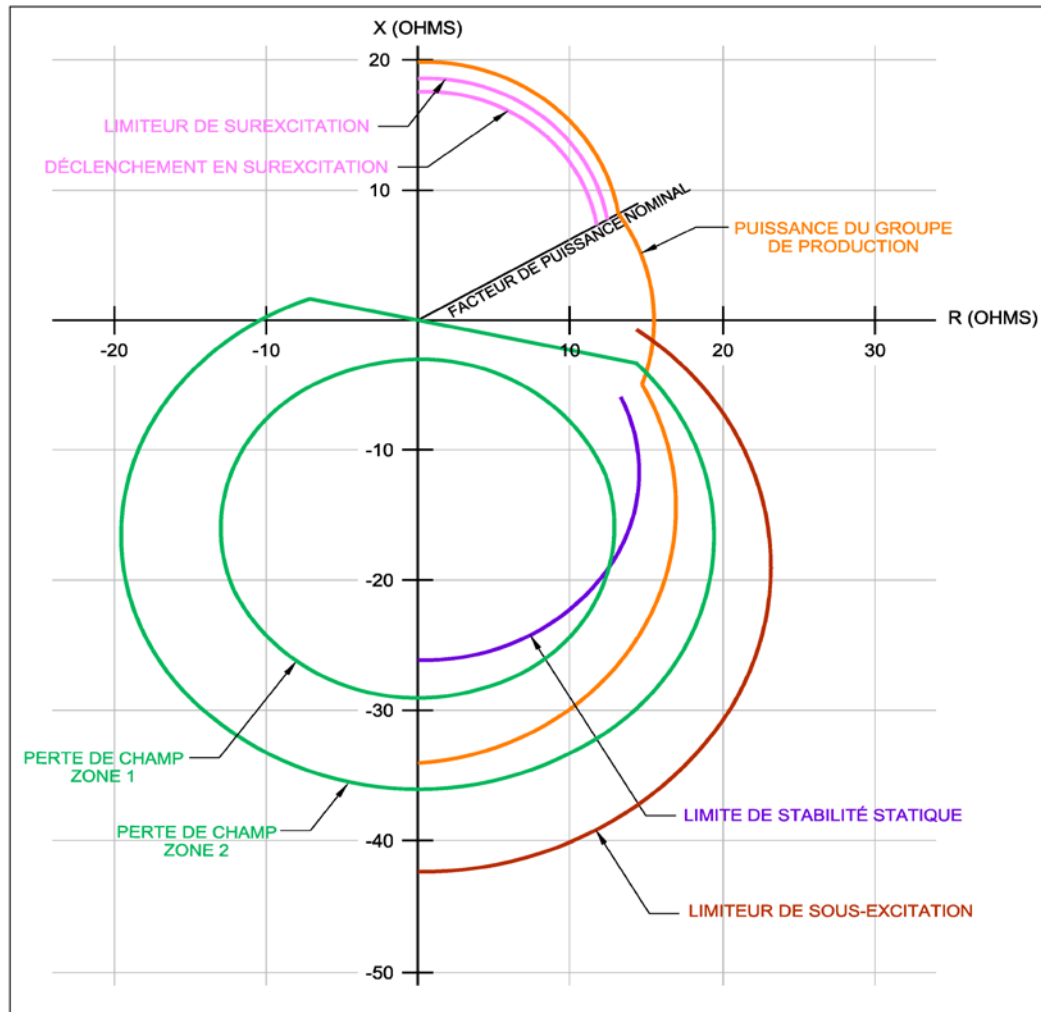
Section G – Annexe 1

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique P-Q à la tension et à la fréquence nominales



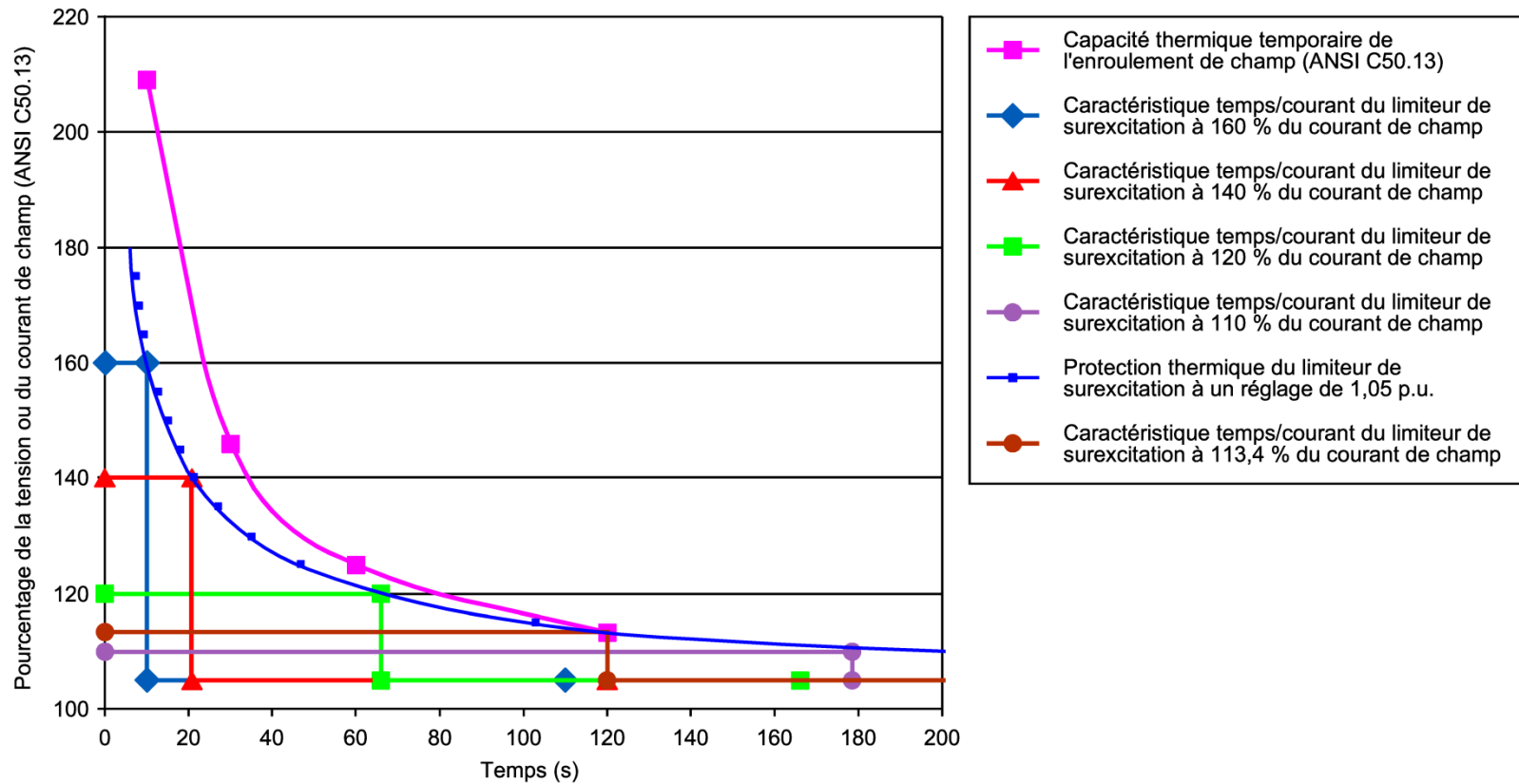
Section G – Annexe 2

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique R-X à la tension et à la fréquence nominales



Section G – Annexe 3

Exemple de caractéristiques et de valeurs de limiteurs et de dispositifs de protection sur un graphique de temporisation



Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'alinéa 4.2.3.1 de la section Installations

Dans le cas des *installations de ressources de production décentralisées* qui régulent la tension uniquement au niveau des groupes de production individuels, l'équipe de rédaction estime que la coordination devrait se faire à ce niveau. Pour ces *installations*, on doit considérer les *systèmes de protection* au niveau des groupes de production individuels, et leur compatibilité en fonction des limites réactives et de tension des groupes. Si la régulation de tension est effectuée au niveau de la production combinée, l'applicabilité est déjà incluse dans l'alinéa 4.2.3 de la section Installations.

Standard Development Timeline

This section is maintained by the drafting team during the development of the standard and will be removed when the standard becomes effective.

Development Steps Completed

- SAR posted for comment November 20 – December 19, 2013.
- The Standards Committee authorized this posting on September 30, 2014.
- Initial posting of revised standard PRC 019 2 on November 5, 2014.

Description of Current Draft

PRC 019 2 is proposed for approval to align the applicability section of PRC 019 1 with the revised definition of the Bulk Electric System (BES). Specifically, the Project 2014 01 – Standards Applicability for Dispersed Generation Resources standards drafting team has recommended revisions to the Facilities section to clarify that facilities that solely regulate voltage at the individual generating unit are subject to the requirements. Project 2014 01 does not have in its scope any technical content changes beyond revising the applicability to ensure consistent application of the requirements of this standard to dispersed power producing resources.[‡]

<u>Anticipated Actions</u>	<u>Anticipated Date</u>
<u>Final ballot</u>	<u>January 2015</u>
<u>BOT adoption</u>	<u>February 2015</u>

[‡]The terms “dispersed generation resources” and “dispersed power producing resources” are used interchangeably in Project 2014 01 because the former term was used in the Standards Authorization Request for the project, while the latter term is in line with terminology used in the revised definition of the BES.

When this standard has received ballot approval, the text boxes within the Applicability section of the standard will be moved to the Application Guidelines Section of the standard.

A. Introduction

1. **Title:** Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection
2. **Number:** PRC-019-24
3. **Purpose:** To verify coordination of generating unit Facility or synchronous condenser voltage regulating controls, limit functions, equipment capabilities and Protection System settings.

4. **Applicability:**

4.1. Functional Entities

4.1.1 Generator Owner

4.1.2 Transmission Owner that owns synchronous condenser(s)

4.2. Facilities

For the purpose of this standard, the term, “applicable Facility” shall mean any one of the following:

4.2.1 Individual generating unit greater than 20 MVA (gross nameplate rating) directly connected to the Bulk Electric System.

4.2.2 Individual synchronous condenser greater than 20 MVA (gross nameplate rating) directly connected to the Bulk Electric System.

4.2.3 Generating plant/ Facility consisting of one or more units that are connected to the Bulk Electric System at a common bus with total generation greater than 75 MVA (gross aggregate nameplate rating).

4.2.3.1 This includes individual generating units of the dispersed power producing resources identified through Inclusion I4 of the Bulk Electric System definition where voltage regulating control for the facility is performed solely at the individual generating unit of the dispersed power producing resources.

Rationale for Facilities section 4.2.3.1

For those dispersed power producing facilities that only perform voltage regulating control at the individual generating unit level, the SDT believes that coordination should take place at the individual generating unit level of the dispersed power producing resource level. These facilities need to consider the Protection Systems at the individual units and their compatibility with the reactive and voltage limitations of the units. Where voltage regulating control

is done at an aggregate level, applicability is already included under Facilities section 4.2.3.

4.2.4 Any generator, regardless of size, that is a blackstart unit material to and designated as part of a Transmission Operator’s restoration plan.

5. Effective Date:

See the Implementation Plan for PRC-019-24 this standard.

~~**5.1.** In those jurisdictions where regulatory approval is required:~~

~~**5.1.1** By the first day of the first calendar quarter, two calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 40 percent of its applicable Facilities.~~

~~**5.1.2** By the first day of the first calendar quarter, three calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 60 percent of its applicable Facilities.~~

~~**5.1.3** By the first day of the first calendar quarter, four calendar years following applicable regulatory, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, approval each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 80 percent of its applicable Facilities.~~

~~**5.1.4** By the first day of the first calendar quarter, five calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified 100 percent of its applicable Facilities.~~

~~**5.2.** In those jurisdictions where regulatory approval is not required:~~

~~**5.2.1** By the first day of the first calendar quarter, two calendar years following Board of Trustees approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 40 percent of its applicable Facilities.~~

~~**5.2.2** By the first day of the first calendar quarter, three calendar years following Board of Trustees approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 60 percent of its applicable Facilities.~~

~~5.2.3~~ By the first day of the first calendar quarter, four calendar years following Board of Trustees approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified at least 80 percent of its applicable Facilities.

~~5.2.4~~ By the first day of the first calendar quarter, five calendar years following Board of Trustees approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner and Transmission Owner shall have verified 100 percent of its applicable Facilities.

B. Requirements

- R1.** At a maximum of every five calendar years, each Generator Owner and Transmission Owner with applicable Facilities shall coordinate the voltage regulating system controls, (including in-service² limiters and protection functions) with the applicable equipment capabilities and settings of the applicable Protection System devices and functions. [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Long-term Planning*]
- 1.1.** Assuming the normal automatic voltage regulator control loop and steady-state system operating conditions, verify the following coordination items for each applicable Facility:
- 1.1.1.** The in-service limiters are set to operate before the Protection System of the applicable Facility in order to avoid disconnecting the generator unnecessarily.
- 1.1.2.** The applicable in-service Protection System devices are set to operate to isolate or de-energize equipment in order to limit the extent of damage when operating conditions exceed equipment capabilities or stability limits.
- R2.** Within 90 calendar days following the identification or implementation of systems, equipment or setting changes that will affect the coordination described in Requirement R1, each Generator Owner and Transmission Owner with applicable Facilities shall perform the coordination as described in Requirement R1. These possible systems, equipment or settings changes include, but are not limited to the following [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Long-term Planning*]:
- Voltage regulating settings or equipment changes;
 - Protection System settings or component changes;
 - Generating or synchronous condenser equipment capability changes; or
 - Generator or synchronous condenser step-up transformer changes.

² Limiters or protection functions that are installed and activated on the generator or synchronous condenser.

C. Measures

- M1.** Each Generator Owner and Transmission Owner with applicable Facilities will have evidence (such as examples provided in PRC-019 Section G) that it coordinated the voltage regulating system controls, including in-service³ limiters and protection functions, with the applicable equipment capabilities and settings of the applicable Protection System devices and functions as specified in Requirement R1. This evidence should include dated documentation that demonstrates the coordination was performed.
- M2.** Each Generator Owner and Transmission Owner with applicable Facilities will have evidence of the coordination required by the events listed in Requirement R2. This evidence should include dated documentation that demonstrates the specified intervals in Requirement R2 have been met.

D. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

The Regional Entity shall serve as the Compliance enforcement authority unless the applicable entity is owned, operated, or controlled by the Regional Entity. In such cases the ERO or a Regional entity approved by FERC or other applicable governmental authority shall serve as the CEA.

1.2. Evidence Retention

The following evidence retention periods identify a period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where the evidence retention specified below is shorter than the time since the last compliance audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The Generator Owner and Transmission Owner shall retain evidence of compliance with Requirements R1 and R2, Measures M1 and M2 for six years.

If a Generator Owner or Transmission Owner is found non-compliant, the entity shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved or for the time period specified above, whichever is longer.

³ Limiters or protection functions that are installed and activated on the generator or synchronous condenser.

Standard PRC-019-24 — Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last periodic audit report and all requested and submitted subsequent audit records.

1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes

- Compliance Audit
- Self-Certification
- Spot Checking
- Compliance Investigation
- Self-Reporting
- Complaint

1.4. Additional Compliance Information

None

2. Violation Severity Levels

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	The Generator Owner or Transmission Owner coordinated equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 more than 5 calendar years but less than or equal to 5 calendar years plus 4 months after the previous coordination.	The Generator Owner or Transmission Owner coordinated equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 more than 5 calendar years plus 4 months but less than or equal to 5 calendar years plus 8 months after the previous coordination.	The Generator Owner or Transmission Owner coordinated equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 more than 5 calendar years plus 8 months but less than or equal to 5 calendar years plus 12 months after the previous coordination.	The Generator Owner or Transmission Owner failed to coordinate equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 within 5 calendar years plus 12 months after the previous coordination.
R2	The Generator Owner or Transmission Owner coordinated equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 more than 90 calendar days but less than or equal to 100 calendar days following the	The Generator Owner or Transmission Owner coordinated equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 more than 100 calendar days but less than or equal to 110 calendar days following the	The Generator Owner or Transmission Owner coordinated equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 more than 110 calendar days but less than or equal to 120 calendar days following the	The Generator Owner or Transmission Owner failed to coordinate equipment capabilities, limiters, and protection specified in Requirement R1 within 120 calendar days following the identification or implementation of a change in equipment

Standard PRC-019-24 — Coordination of Generating Unit or Plant Capabilities, Voltage Regulating Controls, and Protection

	identification or implementation of a change in equipment or settings that affected the coordination.	identification or implementation of a change in equipment or settings that affected the coordination.	identification or implementation of a change in equipment or settings that affected the coordination.	or settings that affected the coordination.
--	---	---	---	---

E. Regional Variances

None.

F. Associated Documents

“Underexcited Operation of Turbo Generators”, AIEE Proceedings T Section 881, Volume 67, 1948, Appendix 1, C. G. Adams and J. B. McClure.

,”Protective Relaying For Power Generation Systems”, Boca Raton, FL, Taylor & Francis, 2006, Reimert, Donald

“Coordination of Generator Protection with Generator Excitation Control and Generator Capability”, a report of Working Group J5 of the IEEE PSRC Rotating Machinery Subcommittee

“IEEE C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection”

“IEEE C50.13-2005 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above”

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	February 7, 2013	Adopted by NERC Board of Trustees	New
1	March 20, 2014	FERC Order issued approving PRC-019-1. (Order becomes effective on 7/1/16.)	
<u>2</u>	<u>February 12, 2015</u>	<u>Adopted by NERC Board of Trustees</u>	<u>Standard revised in Project 2014-01: Applicability revised to clarify application of requirements to BES dispersed power producing resources</u>

G. Reference

Examples of Coordination

The evidence of coordination associated with Requirement R1 may be in the form of:

- P-Q Diagram (Example in Attachment 1), or
- R-X Diagram (Example in Attachment 2), or
- Inverse Time Diagram (Example in Attachment 3) or,
- Equivalent tables or other evidence

This evidence should include the equipment capabilities and the operating region for the limiters and protection functions

Equipment limits, types of limiters and protection functions which could be coordinated include (but are not limited to):

- Field over-excitation limiter and associated protection functions.
- Inverter over current limit and associated protection functions.
- Field under-excitation limiter and associated protection functions.
- Generator or synchronous condenser reactive capabilities.
- Volts per hertz limiter and associated protection functions.
- Stator over-voltage protection system settings.
- Generator and transformer volts per hertz capability.
- Time vs. field current or time vs. stator current.

NOTE: This listing is for reference only. This standard does not require the installation or activation of any of the above limiter or protection functions.

For this example, the Steady State Stability Limit (SSSL) is the limit to synchronous stability in the under-excited region with fixed field current.

On a P-Q diagram using X_d as the direct axis saturated synchronous reactance of the generator, X_s as the equivalent reactance between the generator terminals and the

“infinite bus” including the reactance of the generator step-up transformer and V_g as the generator terminal voltage (all values in per-unit), the SSSL can be calculated as an arc with the center on the Q axis with the magnitude of the center and radius described by the following equations

$$C = V_g^2/2*(1/X_s-1/X_d)$$

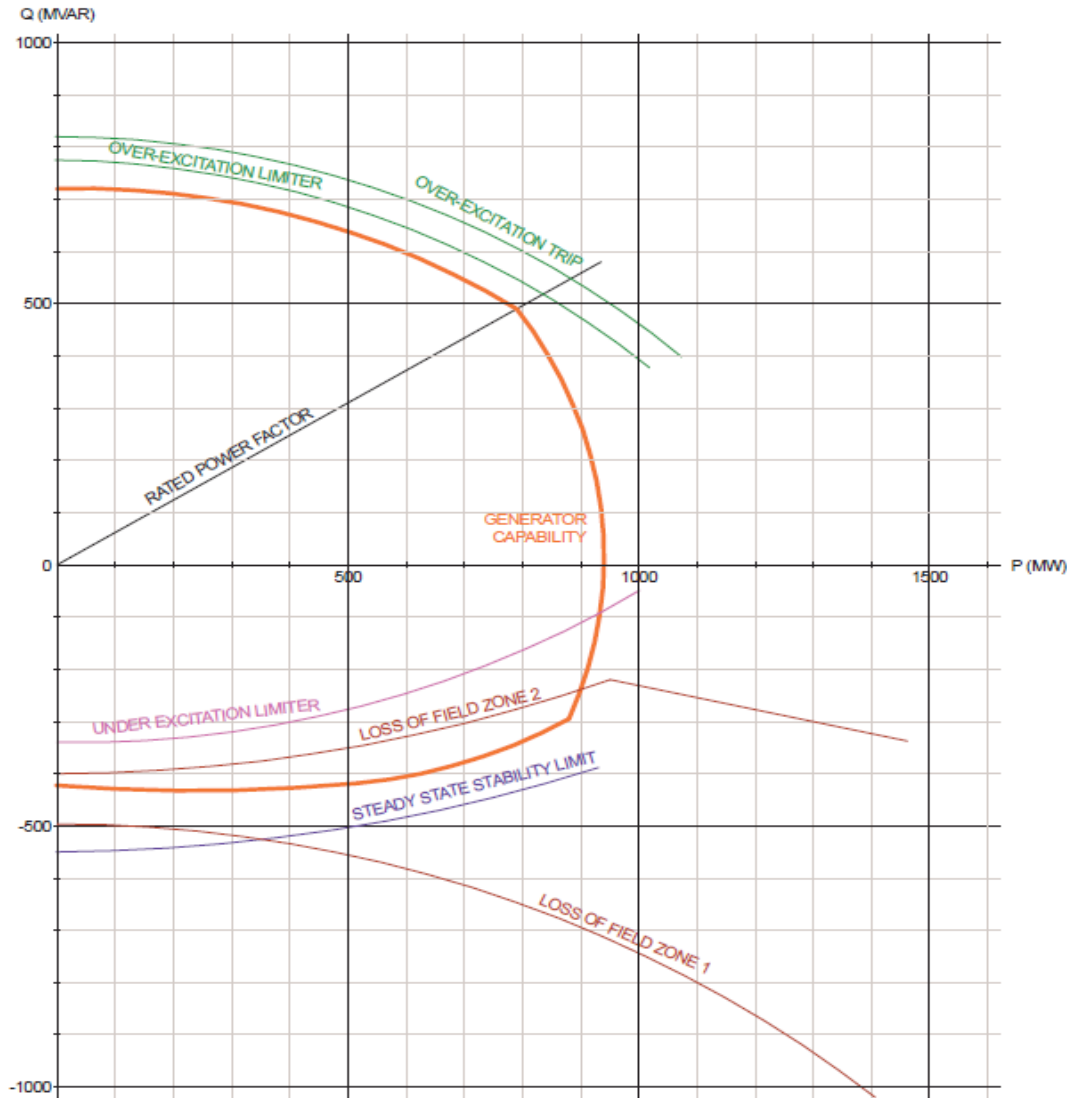
$$R = V_g^2/2*(1/X_s+1/X_d)$$

On an R-X diagram using X_d as the direct axis saturated synchronous reactance of the generator, and X_s as the equivalent reactance between the generator terminals and the “infinite bus” including the reactance of the generator step-up transformer the SSSL is an arc with the center on the X axis with the center and radius described by the following equations:

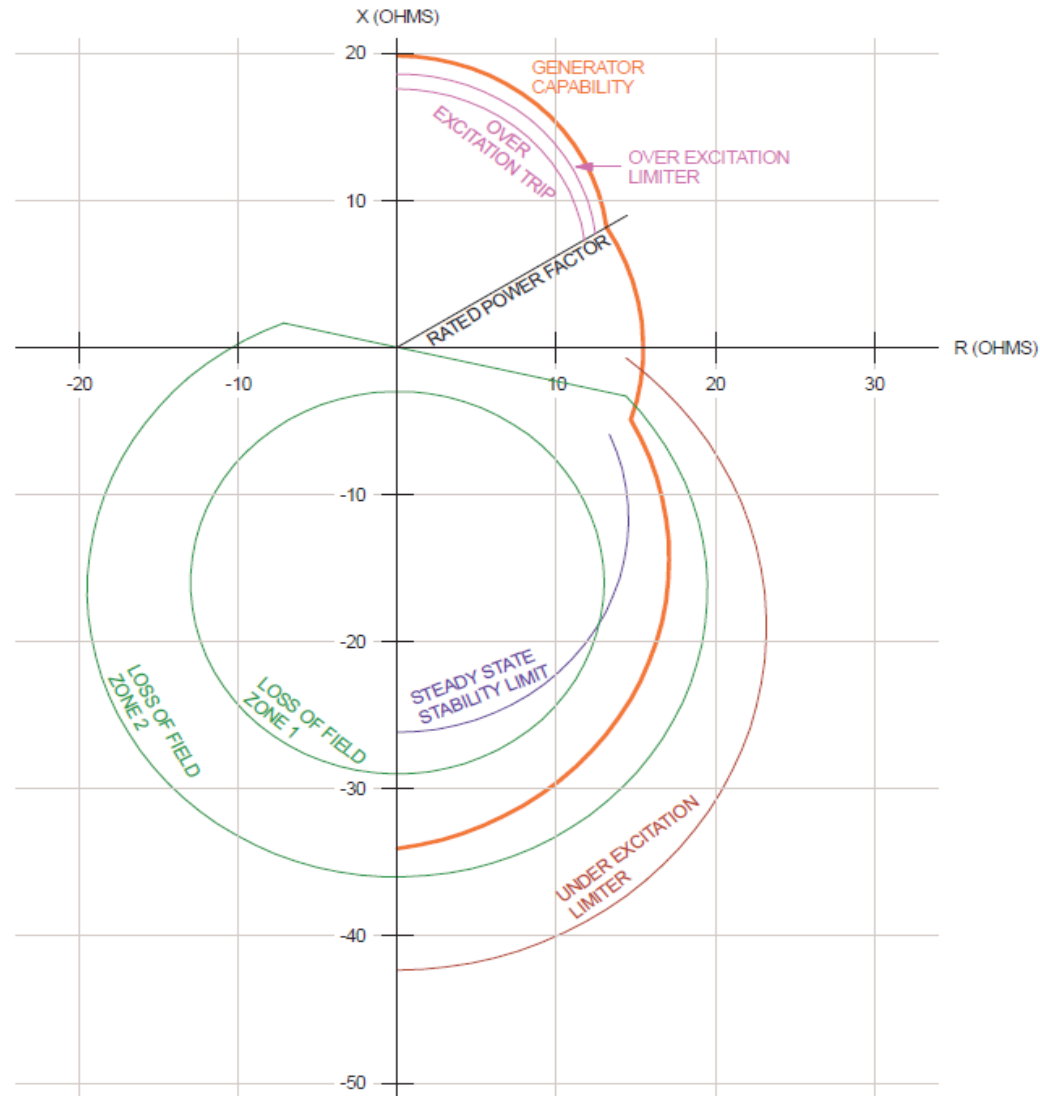
$$C = (X_d-X_s)/2$$

$$R = (X_d+X_s)/2$$

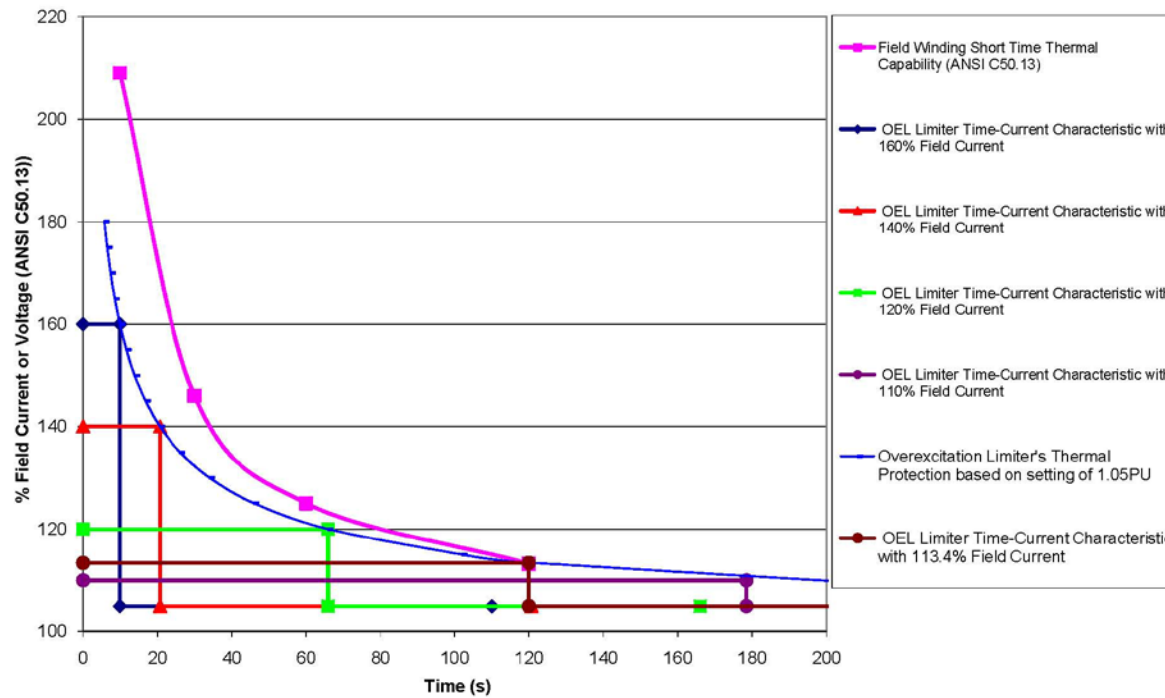
Section G Attachment 1 – Example of Capabilities, Limiters and Protection on a P-Q Diagram at nominal voltage and frequency



Section G Attachment 2 – Example of Capabilities, Limiters, and Protection on an R-X Diagram at nominal voltage and frequency



Section G Attachment 3 - Example of Capabilities, Limiters, and Protection on an Inverse Time Characteristic Plot



Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for Facilities section 4.2.3.1

For those dispersed power producing facilities that only perform voltage regulating control at the individual generating unit level, the SDT believes that coordination should take place at the individual generating unit level of the dispersed power producing resource. These facilities need to consider the Protection Systems at the individual units and their compatibility with the reactive and voltage limitations of the units. Where voltage regulating control is done at an aggregate level, applicability is already included under Facilities section 4.2.3.

A. Introduction

1. **Titre :** Capacité de charge des relais de transport
2. **Numéro :** PRC-023-~~34~~
3. **Objet :** Les réglages des relais de protection ne doivent pas restreindre la capacité de charge de transport, ne doivent pas nuire à la capacité des répartiteurs de prendre les mesures nécessaires pour préserver la fiabilité des réseaux, et doivent être ~~réglés~~établis pour ~~détecter de façon~~assurer la détection fiable ~~de~~ toutes les situations de ~~défauts~~défaut et pour protéger le réseau électrique contre ces défauts.

4. Applicabilité

4.1. Entités fonctionnelles

- 4.1.1 *Propriétaire d'installation de transport* ayant des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-~~3~~et appliqués~~4~~ aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.2 *Propriétaire d'installation de production* ayant ~~un ou~~ des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-~~3~~et appliqués~~4~~ aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*).
- 4.1.3 *Distributeur* ayant ~~un ou~~ des systèmes de protection de phase sensibles à la charge décrits à l'annexe A de la norme PRC-023-~~3~~et appliqués~~4~~ aux bornes des circuits définis en 4.2.1 (*Circuits visés par les exigences E1 à E5*), ~~pourvu~~pourvu que ces circuits aient une capacité de transit bidirectionnel.
- 4.1.4 *Coordonnateur de la planification.*

4.2. Circuits

4.2.1 Circuits visés par les exigences E1 à E5

- 4.2.1.1 Lignes de *transport* exploitées à 200 kV ou plus, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Ces *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.
- 4.2.1.2 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.3 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnées par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.
- 4.2.1.4 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à 200 kV ou plus.
- 4.2.1.5 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension ~~entre~~entre 100 et 200 kV et qui sont sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.1.6 Transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV, faisant partie du BES et sélectionnés par le *coordonnateur de la planification* conformément à l'exigence E6.

4.2.2 Circuits visés par l'exigence E6

4.2.2.1 Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées entre 100 et 200 kV, à l'exclusion des *éléments* qui relient des transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

4.2.2.2 Lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et faisant partie du BES, à l'exclusion des *éléments* qui relient les transformateurs élévateurs de groupe de production au réseau de *transport* et qui servent uniquement à exporter de l'énergie directement à partir d'un groupe de production ou d'une centrale du BES. Les *éléments* peuvent aussi alimenter des charges de centrale électrique.

5. **Dates d'entrée en vigueur :** Voir le plan de mise en œuvre [pour la révision de la définition du terme automatisme de réseau](#).

B. Exigences

E1. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit utiliser l'un des critères suivants (exigence E1, critères 1 à 13) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que **ses** réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes **conditions-les situations** de défaut. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit évaluer la capacité de charge des relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés. [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

Critères :

1. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils **n'opèrentne fonctionnent** pas à une valeur inférieure ou égale à 150 % de la **caractéristique assignée saisonnière d'une installation la plus élevée des caractéristiques assignées d'installation saisonnières** d'un circuit (**exprimée en ampères**) pour la **capacitédurée** de charge définie **pour la durée disponiblequi est** le plus près de 4 heures (**exprimée en ampères**).
2. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils **n'opèrentne fonctionnent** pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la **caractéristique assignée saisonnière d'une installation plus élevée des caractéristiques assignées d'installation** sur 15 minutes **la plus élevée-saisonnières** d'un circuit¹ (exprimée en ampères).

¹ ~~Lorsqu'une caractéristique assignée. Lorsque des caractéristiques assignées~~ sur 15 minutes ~~ont été~~ **calculées** et **publiées** pour l'exploitation en temps réel, ~~la caractéristique assignée sur 15 minutes~~ **peutelles peuvent** être **utilisées** pour définir l'exigence de capacité de charge ~~des relative aux~~ relais de protection.

3. Régler les relais de ligne de transport de sorte qu'ils ~~n'opèrent~~ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de la capacité de transfert de puissance théorique maximale (en utilisant un angle de 90 degrés entre les tensions de départ et d'arrivée et soit une réactance ou une impédance complexe) du circuit (exprimée en ampères), en utilisant l'un des éléments suivants pour effectuer le calcul du transfert de puissance :
 - une source infinie (impédance de source nulle) avec une tension de 1,00 p.u. au jeu de barres à chaque extrémité de la ligne ;
 - une impédance à chaque ~~extrémité~~extrémité de la ligne qui représente l'impédance de source réelle du réseau, avec une tension de 1,05 p.u. en amont de chaque impédance de source.
4. Régler les relais de ligne de transport installés sur ~~les~~des lignes de transport à compensation série de sorte qu'ils ~~n'opèrent~~ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la capacité de transfert de puissance maximale de la ligne, établie comme étant la plus élevée des valeurs suivantes :
 - 115 % ~~de la caractéristique assignée~~des caractéristiques assignées en situation d'urgence ~~la~~les plus ~~élevée~~élevées du condensateur série ;
 - 115 % de la capacité de transfert de puissance maximale du circuit (exprimée en ampères), calculée conformément au critère 3 de l'exigence E1, en utilisant la réactance inductive totale de la ligne.
5. Régler les relais de lignes de transport ~~de~~d'un réseau à faible source de sorte qu'ils ne ~~se déclenchent~~fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 170 % de l'amplitude maximale de défaut triphasé à l'extrémité de la ligne (exprimée en ampères).
6. Inutilisé.
7. Régler les relais de ligne de transport associés aux bornes d'un centre de consommation éloigné des centrales de sorte qu'ils ~~n'opèrent~~ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et la source de production, quelle que soit la configuration du réseau.
8. Régler les relais de ligne de transport ~~appliqués au~~du côté réseau ~~de~~des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ~~n'opèrent~~ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre le réseau et la charge, quelle que soit la configuration du réseau.
9. Régler les relais de ligne de transport ~~appliqués au~~du côté charge ~~de~~des lignes de transport qui desservent une charge distante du réseau de sorte qu'ils ~~n'opèrent~~ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % du courant maximal entre la charge et le réseau, quelle que soit la configuration du réseau.
10. Régler les relais de protection ~~de transformateur~~des transformateurs contre les défauts et les relais de ligne de transport installés sur des lignes de transport qui se terminent uniquement par un transformateur de sorte que les relais ~~n'opèrent~~ne fonctionnent pas à une valeur inférieure ou égale à la plus grande des valeurs suivantes :
 - 150 % ~~de la caractéristique assignée~~des caractéristiques assignées applicables du transformateur ~~inscrite à~~inscrites sur la plaque signalétique (~~exprimée~~exprimées en ampères), y compris les caractéristiques assignées ~~de~~avec refroidissement forcé correspondant aux équipements de refroidissement supplémentaires installés ;

- 115 % ~~de la caractéristique assignée des caractéristiques assignées de transformateur~~ en situation d'urgence ~~de transformateur la~~ plus ~~élevée établie~~ ~~élevées établies~~ par l'exploitant.

10.1 Régler les relais de protection de transformateur contre les défauts sensibles à la charge, le cas échéant, de sorte que les réglages de protection n'exposent pas le transformateur à un niveau et à une durée de défaut qui excèdent la capacité de tenue mécanique² du ~~trasformateur~~ ~~transformateur~~.

11. Dans le cas des relais de protection contre les surcharges de transformateur dont la composante charge n'est pas conforme au critère 10 de l'exigence E1, régler les relais selon l'une des façons ci-dessous :

- Régler les relais de sorte que le transformateur puisse fonctionner à ~~un niveau de~~ ~~une~~ surcharge ~~égal~~ ~~égale~~ ou ~~supérieurs~~ ~~supérieure~~ à 150 % ~~de la caractéristique assignée du transformateur inscrite à des caractéristiques assignées applicables inscrites sur~~ la plaque signalétique ou à 115 % ~~de la caractéristique assignée des caractéristiques assignées de transformateur~~ en situation d'urgence ~~de transformateur la~~ plus ~~élevée établie~~ ~~élevées établies~~ par l'exploitant, selon la plus élevée de ces valeurs, pendant au moins 15 minutes afin de donner le temps à l'exploitant ~~de~~ ~~prendre~~ ~~d'effectuer~~ des actions contrôlées pour alléger la surcharge.
- Assurer la surveillance des relais au moyen d'une sonde de température d'huile de surface réglée à une température d'au moins 100 °C, ou d'une sonde de température de point chaud d'enroulement simulé réglée à une température³ d'au moins 140 °C.

12. Lorsque la capacité désirée d'une ligne de transport est limitée par l'exigence de protéger adéquatement la ligne de transport, régler les relais de distance de la ligne de transport à un maximum de 125 % de l'impédance apparente (selon l'angle d'impédance de la ligne de transport) moyennant les contraintes ci-dessous :

- a. Régler l'angle de couple maximal (MTA) à 90 degrés ou à la valeur la plus élevée admise par le fabricant.
- b. Évaluer la capacité de charge des relais en ampères à leur seuil de déclenchement à une tension de 0,85 p.u. et à un angle de déphasage du facteur de puissance de 30 degrés.
- c. Inclure un élément de réglage de relais d'une valeur égale à 87 % du courant calculé selon le critère 12 de l'exigence E1 lors de l'établissement des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit.

13. Pour tout autre cas qui impose des limites à la capacité utile d'un circuit, régler les relais de protection de phase de sorte qu'ils ~~n'opèrent~~ ~~ne fonctionnent~~ pas à une valeur inférieure ou égale à 115 % de ces limites.

E2. Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* doit régler ses éléments de blocage sur perte de synchronisme ~~pour~~ ~~de~~ ~~manière~~ à permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de ~~défauts~~ ~~défaut~~ survenant

² Représentée par la ligne pointillée dans la norme IEEE C57, 109-1993, *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, article 4.4, figure 4.

³ La norme IEEE C57.91 précise que les transformateurs doivent être conçus pour résister à une température de point chaud d'enroulement de 180 °C (tableaux 7 et 8) et l'annexe A avertit qu'il peut y avoir formation de bulles au-dessus de 140 °C.

dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de lignes de transport effectuée conformément à l'exigence E1. [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]

- E3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites aux critères 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit considérer la capacité de circuit calculée comme étant ~~la caractéristique assignée~~ les caractéristiques assignées d'installation du circuit et doit obtenir l'accord du *coordonnateur de la planification*, de l'*exploitant d'installation de transport* et du *coordonnateur de la fiabilité* ~~au sujet de~~ quant à la capacité ~~du~~ circuit calculée. [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : moyen*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui choisit d'utiliser le critère 2 de l'exigence E1 pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport doit fournir au *coordonnateur de la planification*, à l'*exploitant d'installation de transport* et au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés à ces relais de ligne de transport au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations. [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production et distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit fournir une liste à jour des circuits associés à ces relais à son *entité régionale* au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations, afin de permettre à l'ERO de dresser une liste de tous les circuits dont les réglages de relais de protection limitent la capacité du circuit. [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : faible*] [*Horizon : planification à long terme*]
- E6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit effectuer une évaluation au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, en ~~applic~~ applic ~~ant~~ utilisant les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-34 pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les *propriétaires d'installation de transport*, les *propriétaires d'installation de production* et les *distributeurs* doivent se conformer aux exigences E1 à E5. Le *coordonnateur de la planification* doit : [*Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : élevé*] [*Horizon : planification à long terme*]
- 6.1** tenir à jour une liste des circuits visés par la norme PRC-023-34, conformément aux dispositions de l'annexe B, en identifiant qui précise notamment la première année civile au cours de laquelle ~~s'appliquent tous~~ s'applique un critère de l'annexe B de la norme PRC-023-34 ;
- 6.2** fournir la liste des circuits à tous les *entités régionales, coordonneurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, et distributeurs* à l'intérieur de sa zone de planification dans les 30 jours civils suivant l'établissement de la liste initiale et dans les 30 jours civils suivant toute modification apportée à la liste.

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun de ses relais de transport est réglé conformément à l'un des critères 1 à 13 de l'exigence E1, et doit avoir les pièces justificatives (par exemple des courbes de coordination ou des résumés de calculs) attestant que les relais réglés

conformément au critère 10 n'exposent pas le transformateur associé à des niveaux et à des durées de défaut excédant les seuils établis dans la présente norme. (E1)

- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou des résumés de calculs) attestant que chacun des éléments de blocage sur perte de synchronisme est réglé pour permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de ~~défauts~~défaut survenant dans les conditions de charge utilisées pour l'évaluation de la capacité de charge des relais de ligne de transport effectuée conformément à l'exigence E1. (E2)
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* ayant des relais de transport réglés conformément au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple des feuilles de chiffrier ou une base de données ~~sur les caractéristiques assignées des installations~~caractéristiques assignées d'installations), attestant qu'il a considéré la capacité de circuit calculée comme étant ~~la caractéristique assignée~~les caractéristiques assignées d'installation du circuit, ~~et doit avoir~~ ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant que les *caractéristiques assignées d'installation* résultantes ont été acceptées par ~~son~~le *coordonnateur de la planification, ~~son exploitant~~'exploitant* d'installation de transport et ~~son~~le *coordonnateur de la fiabilité*. (E3)
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 2 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni ~~à son~~au *coordonnateur de la planification, à ~~son exploitant~~'exploitant* d'installation de transport et ~~son~~au *coordonnateur de la fiabilité* une liste à jour des circuits associés aux relais de ligne de transport dans les délais prescrits. La liste à jour peut être ~~soit~~ une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E4)
- M5.** Chaque *propriétaire d'installation de transport, propriétaire d'installation de production ou distributeur* qui règle les relais de ligne de transport conformément au critère 12 de l'exigence E1 doit avoir les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni une liste à jour des circuits correspondants à l'*entité régionale* dans les délais prescrits. La liste à jour peut être ~~soit~~ une liste complète, une liste des changements apportés à la liste précédente ou une déclaration indiquant qu'aucun changement n'a été apporté à la liste précédente. (E5)
- M6.** Chaque *coordonnateur de la planification* doit avoir les pièces justificatives (par exemple des résultats ~~d'écoulement~~d'analyse des écoulements de puissance, des résumés de calculs ou des rapports d'étude) attestant qu'il a utilisé les critères de l'annexe B de la norme PRC-023-34 pour déterminer les circuits situés dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à l'exigence E6. Le *coordonnateur de la planification* doit détenir une liste datée de ces circuits ainsi que les pièces justificatives (par exemple une correspondance datée) attestant qu'il a fourni cette liste à tous les *coordonnateurs de la fiabilité, propriétaires d'installation de transport, propriétaires d'installation de production, distributeurs et entités régionales* à l'intérieur de sa zone de planification dans les délais prescrits. (E6)

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « *responsable des mesures pour assurer la conformité* » désigne la NERC ou l'entité régionale dans leurs rôles respectifs de surveillance de la conformité et de l'application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des données

Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production, le distributeur et le coordonnateur de la planification doivent conserver les données ou les pièces justificatives attestant leur conformité selon les modalités indiquées ci-après, sauf si le responsable des mesures pour assurer la conformité leur ordonne, dans le cadre d'une enquête, de conserver certaines pièces justificatives plus longtemps.

Le propriétaire d'installation de transport, le propriétaire d'installation de production et le distributeur doivent conserver la documentation attestant leur conformité aux exigences E1 à E5 durant une période de trois années civiles.

Le coordonnateur de la planification doit conserver la documentation relative à la plus récente évaluation effectuée conformément à l'exigence E6. Le coordonnateur de la planification doit conserver la plus récente liste des circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la présente norme, conformément à l'exigence E6.

Si un propriétaire d'installation de transport, un propriétaire d'installation de production, un distributeur ou un coordonnateur de la planification est jugé non conforme, il doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce qu'il soit déclaré conforme ou pendant la période indiquée précédemment, selon la plus longue des deux périodes.

Le responsable des mesures pour assurer la conformité doit conserver les dossiers ~~de~~ dernier du plus récent audit ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés ou présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

~~Audit~~Audits de conformité

~~Déclaration~~Déclarations sur la conformité

~~Contrôle ponctuel~~

~~Enquête~~Contrôles ponctuels

Enquêtes de conformité

~~Déclaration~~Déclarations de non-conformité

Plainte

Plaintes

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

2. Niveaux de gravité ~~de la~~ ~~des~~ ~~non-~~ ~~conformité~~ conformités :

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a utilisé aucun des critères suivants (critères 1 à 13 de l'exigence E1) pour toute borne de circuit spécifique afin d'éviter que ses réglages de relais de protection de phase ne limitent la capacité de charge du réseau de transport tout en assurant une protection fiable du BES pour toutes les situations de défaut.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas évalué la capacité de charge de relais à une tension de 0,85 p.u. et à un angle du facteur de puissance de 30 degrés.</p>
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable ne s'est pas assurée a omis de s'assurer que ses éléments de blocage sur perte de synchronisme sont réglés pour <u>de manière à</u> permettre le déclenchement des relais de protection de phase en cas de défauts <u>défaut</u> survenant dans les conditions de charge utilisées pour évaluer la capacité de charge des relais de ligne de transport conformément à l'exigence E1.</p>

Norme PRC-023-34 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E3	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable qui utilise une capacité de circuit soumise à une des limites décrites au critère 7, 8, 9, 12 ou 13 de l'exigence E1 n'a pas considéré la capacité de circuit calculée comme étant la <i>caractéristique assignée d'installation</i> du circuit.</p> <p>OU</p> <p>L'entité responsable n'a pas reçu l'approbation l'accord du <i>coordonnateur de la planification</i>, de <i>l'exploitant d'installation de transport</i> et du <i>coordonnateur de la fiabilité</i> relativement quant à la capacité de circuit calculée.</p>
E4	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>L'entité responsable n'a pas fourni au <i>coordonnateur de la planification</i>, à <i>l'exploitant d'installation de transport</i> et au <i>coordonnateur de la fiabilité</i> une liste à jour des circuits associés ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 2 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.</p>

Norme PRC-023-34 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
E5	Sans objet	Sans objet	Sans objet	L'entité responsable n'a pas fourni à l'entité régionale une liste à jour des circuits associés à ayant des relais de ligne de transport réglés selon le critère 12 de l'exigence E1 au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les déclarations.
E6	Sans objet	<p>Le coordonnateur de la planification a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de plus de 15 mois et de moins de 24 mois entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il n'a pas indiqué précisé l'année civile à compter au cours de</p>	<p>Le coordonnateur de la planification a utilisé les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais avec un intervalle de 24 mois ou plus entre les évaluations.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre deux les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux coordonnateurs de la fiabilité,</p>	<p>Le coordonnateur de la planification n'a pas utilisé omis d'utiliser les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2.</p> <p>OU</p> <p>Le coordonnateur de la planification a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au plus 15 mois entre les</p>

Norme PRC-023-34 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
		<p>laquelle commencent à s'appliquer les critères de l'annexe B.</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec au plus 15 mois entre deux évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait aux alinéas 6.1 et 6.2 de l'exigence E6, mais il a fourni la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 31 et 45 jours après sa création son <u>établissement</u> ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>	<p>aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification entre 46 et 60 jours après sa création son <u>établissement</u> ou sa mise à jour. (Alinéa 6.2)</p>	<p>évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, mais il n'a pas tenu à jour la liste des circuits désignés <u>déterminés</u> conformément à l'exigence E6. (Alinéa 6.1)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> a utilisé les critères de l'annexe B au moins une fois par année civile, avec un intervalle d'au au <u>un intervalle</u> plus 15 mois entre les évaluations, pour déterminer les circuits dans sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent se conformer à la norme, et il a satisfait à l'alinéa 6.1, mais il n'a pas fourni <u>omis de fournir</u> la liste des circuits aux <i>coordonnateurs de la fiabilité</i>, aux <i>propriétaires d'installation de transport</i>, aux <i>propriétaires d'installation de production</i> et aux <i>distributeurs</i> de sa zone de planification ou il leur a fourni cette liste plus de 60 jours après l'avoir établie ou mise à jour. (Alinéa 6.2)</p> <p>OU</p> <p>Le <i>coordonnateur de la planification</i> n'a pas déterminé <u>omis de déterminer</u> les circuits de sa zone de planification pour lesquels les entités visées doivent</p>

Norme PRC-023-34 – Capacité de charge des relais de transport

	Faible	Modéré	Élevé	Critique
				se conformer à la norme.

E. Différences régionales

Aucune.

F. Document technique de référence supplémentaire

1. Le document ci-après constitue un supplément explicatif à la norme. Il contient la justification technique des exigences de cette norme. Il présente des exemples de méthodes à titre d'illustration seulement, sans exclure l'utilisation d'autres méthodes comparables sur le plan technique.

Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings, version 1.0, juin 2008, préparé par le groupe de travail sur le contrôle et la protection du réseau (System Protection and Control Task Force) du comité de planification de la NERC. Document en ligne à l'adresse suivante : http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Fina1_2008July3.pdf

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	12 février 2008	Approbation par le Conseil d'administration	Nouvelle norme
1	19 mars 2008	Coquille corrigée dans la dernière phrase relative au niveau de gravité critique d'une non-conformité pour l'exigence E3 : « then » doit se lire « than » dans la version anglaise	Erratum
1	18 mars 2010	Approbation par la FERC	
1	Dépôt pour approbation le 19 avril 2010	Facteur de risque de la non-conformité pour l'exigence E3 changé de « moyen » à « élevé » Niveau de gravité de la non-conformité pour les exigences E1, E2 et E3 changé à « critique » (critère binaire), conformément à l'Ordonnance 733	Révision
2	10 mars 2011 Approbation par le Conseil d'administration	Révision pour tenir compte du premier ensemble de directives énoncées dans l'Ordonnance 733 de la FERC	Révision (Projet 2010-13)
2	15 mars 2012	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-2 (l'approbation entre en vigueur le 7 mai 2012)	

Norme PRC-023-~~34~~ – Capacité de charge des relais de transport

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
3	7 novembre 2013	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC	Demande SAR supplémentaire visant à clarifier l'applicabilité afin d'assurer la cohérence avec la norme PRC-025-1, plus d'autres corrections mineures.
PRC-023-34	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Remplacement dans la version anglaise des termes « Special protection System » et « SPS » par « Remedial Action Scheme » et « RAS »</u>
<u>4</u>	<u>19 novembre 2015</u>	<u>Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC-023-4. Dossier RM15-13-000.</u>	

PRC-023-4 – Annexe A

1. La présente norme porte sur les fonctions de protection qui peuvent ~~déclencher~~ provoquer un déclenchement, avec ou sans temporisation sur un courant de charge, notamment :
 - 1.1. distance de phases ;
 - 1.2. déclenchement sur perte de synchronisme ;
 - 1.3. enclenchement sur défaut ;
 - 1.4. relais de surintensité ;
 - 1.5. systèmes de protection s'appuyant sur des communications, notamment :
 - 1.5.1 permissif à portée étendue (POTT) ;
 - 1.5.2 permissif à portée réduite (PUTT) ;
 - 1.5.3 blocage par comparaison directionnelle (DCB) ;
 - 1.5.4 ~~blocage~~ déblocage par comparaison directionnelle (DCUB).
 - 1.6. éléments de surveillance de surintensité de phase (détecteurs de défaut de phase) ~~basée sur un~~ associés à des systèmes utilisant le courant ~~avec fonctions de~~ la communication (fil pilote, comparaison de phases et courant différentiel de ligne) ~~capable~~ ayant la capacité de provoquer un déclenchement lors d'une perte de communication.
2. Les systèmes de protection suivants ne sont pas visés par les exigences de la présente norme :
 - 2.1. éléments de relais dont l'activation n'a lieu que sur défaut d'autres relais ou de systèmes associés, par exemple :
 - éléments de surintensité qui ne sont activés qu'en cas de perte de potentiel ;
 - éléments qui ne sont activés qu'en cas de perte de communication, à l'exception de ceux visés à l'alinéa 1.6 ;
 - 2.2. systèmes de protection conçus pour la détection de fuites à la terre ;
 - 2.3. systèmes de protection conçus pour la protection pendant des oscillations stables de puissance ;
 - 2.4. inutilisé ;
 - 2.5. éléments de relais utilisés uniquement pour des *automatismes de réseau* mis en œuvre et approuvés selon les normes de fiabilité NERC PRC-012 à PRC-017 ou leurs versions ultérieures ;
 - 2.6. systèmes de protection conçus uniquement pour intervenir dans des délais donnant à l'opérateur au moins 15 minutes pour réagir en cas de surcharge ;
 - 2.7. relais à émulation thermique utilisés de concert avec les *caractéristiques assignées d'installation* dynamiques ~~d'une installation~~ ;
 - 2.8. éléments de relais associés à des lignes à courant continu ;
 - 2.9. éléments de relais associés aux transformateurs de convertisseurs à courant continu.

PRC-023-34 – Annexe B

Circuits à évaluer

- Lignes de *transport* exploitées entre 100 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une tension entre 100 et 200 kV;
- lignes de *transport* exploitées à moins de 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de 100 kV et qui font partie du *système de production-transport d'électricité*.

Critères

Lorsque l'un des critères ci-dessous s'applique à un circuit, l'entité visée doit se conformer à la norme pour ce circuit.

- B1.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une interface de transit permanente de l'Interconnexion de l'Est, un chemin de transfert important de l'Interconnexion de l'Ouest selon la définition de l'*entité régionale* ou une *installation* surveillée comparable de l'Interconnexion du Québec, qui a été inclus en raison de préoccupations relatives à la fiabilité liées à la charge de ce circuit, comme l'a confirmé ~~par~~ le *coordonnateur de la planification* concerné.
- B2.** Le circuit est une *installation* surveillée d'une *limite d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (IROL), déterminée dans l'horizon de planification conformément à la norme FAC-010.
- B3.** Le circuit constitue un chemin (~~tel qu'entendu par~~ avec l'accord de l'*exploitant d'installation de production* et de l'entité de transport) assurant l'alimentation électrique externe d'une centrale nucléaire, conformément aux *exigences relatives à l'interface de centrale nucléaire (NPIR)* de la norme NUC-001.
- B4.** Le circuit est désigné au oursmoyen de la séquence ci-dessous ~~d'analysed'~~ analyses des écoulements de puissance⁴ ~~effectuée~~ effectuées par le *coordonnateur de la planification* pour l'horizon de planification de un à cinq ans :
- ~~Simulation de combinaisons de~~ Simuler des contingences doubles sélectionnées selon des principes d'ingénierie, sans ajustement manuel au réseau entre les deux contingences (~~reflète~~ reflétant une situation dans laquelle le *répartiteur* n'aurait peut-être pas le temps d'apporter les ajustements au réseau entre les deux contingences).
 - Dans le cas ~~d'un circuit exploité~~ des circuits exploités entre 100 et 200 kV, évaluation de ~~évaluer~~ la charge postcontingence, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, par rapport à un seuil établi en fonction des *caractéristiques assignées d'installation* du circuit et utilisé dans l'étude d'écoulement de puissance par le *coordonnateur de la planification*.
 - Lorsque plusieurs *caractéristiques assignées* ~~d'une installation d'installation~~ peuvent être utilisées pour un circuit dans l'étude d'écoulement de puissance ~~pour un circuit,~~ baser le seuil ~~sélectionné sera basé~~ de sélection sur ~~des~~ les *caractéristiques assignées d'installation* ~~du circuit~~ qui correspondent à la durée de charge la ~~qui est le plus~~ proche ~~près~~ de quatre heures.

⁴ Les analyses antérieures peuvent être utilisées à l'appui de l'évaluation si aucun changement important n'a été apporté au réseau depuis l'évaluation la ~~dernière évaluation~~ plus récente.

- d. Le seuil ~~servant à la~~ sélection du circuit varie selon la durée de charge hypothétique utilisée pour établir les *caractéristiques assignées ~~d'une installation~~d'installation.*
- i. Si les *caractéristiques assignées ~~d'une installation~~d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge d'au plus quatre heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 115 % des *caractéristiques assignées ~~de l'installation~~d'installation.*
 - ii. Si les *caractéristiques assignées ~~d'une installation~~d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de quatre heures et d'au plus huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 120 % des *caractéristiques assignées ~~de l'installation~~d'installation.*
 - iii. Si les *caractéristiques assignées ~~d'une installation~~d'installation* sont établies en fonction d'une durée de charge de plus de huit heures, le circuit doit satisfaire à la norme si la charge excède 130 % des *caractéristiques assignées ~~de l'installation~~d'installation.*
- e. Sont exclus les circuits exploités en configuration radiale qui desservent uniquement la charge.
- B5.** Le *coordonnateur de la planification* sélectionne le circuit, en consultation avec le propriétaire de l'*installation*, en se fondant sur des études techniques ou des évaluations autres que celles précisées aux critères B1 à B4.
- B6.** Le *coordonnateur de la planification* et le propriétaire de l'*installation* s'entendent pour inclure le circuit.

A. Introduction

1. **Title:** Transmission Relay Loadability
2. **Number:** PRC-023-~~43~~
3. **Purpose:** Protective relay settings shall not limit transmission loadability; not interfere with system operators' ability to take remedial action to protect system reliability and; be set to reliably detect all fault conditions and protect the electrical network from these faults.
4. **Applicability:**
 - 4.1. **Functional Entity:**
 - 4.1.1 Transmission Owner with load-responsive phase protection systems as described in PRC-023-~~43~~ - Attachment A, applied at the terminals of the circuits defined in 4.2.1 (*Circuits Subject to Requirements R1 – R5*).
 - 4.1.2 Generator Owner with load-responsive phase protection systems as described in PRC-023-~~43~~ - Attachment A, applied at the terminals of the circuits defined in 4.2.1 (*Circuits Subject to Requirements R1 – R5*).
 - 4.1.3 Distribution Provider with load-responsive phase protection systems as described in PRC-023-~~43~~ - Attachment A, applied at the terminals of the circuits defined in 4.2.1 (*Circuits Subject to Requirements R1 – R5*), provided those circuits have bi-directional flow capabilities.
 - 4.1.4 Planning Coordinator
 - 4.2. **Circuits:**
 - 4.2.1 **Circuits Subject to Requirements R1 – R5:**
 - 4.2.1.1 Transmission lines operated at 200 kV and above, except Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant. Elements may also supply generating plant loads.
 - 4.2.1.2 Transmission lines operated at 100 kV to 200 kV selected by the Planning Coordinator in accordance with Requirement R6.
 - 4.2.1.3 Transmission lines operated below 100 kV that are part of the BES and selected by the Planning Coordinator in accordance with Requirement R6.
 - 4.2.1.4 Transformers with low voltage terminals connected at 200 kV and above.
 - 4.2.1.5 Transformers with low voltage terminals connected at 100 kV to 200 kV selected by the Planning Coordinator in accordance with Requirement R6.
 - 4.2.1.6 Transformers with low voltage terminals connected below 100 kV that are part of the BES and selected by the Planning Coordinator in accordance with Requirement R6.
 - 4.2.2 **Circuits Subject to Requirement R6:**
 - 4.2.2.1 Transmission lines operated at 100 kV to 200 kV and transformers with low voltage terminals connected at 100 kV to 200 kV, except Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant. Elements may also supply generating plant loads.

4.2.2.2 Transmission lines operated below 100 kV and transformers with low voltage terminals connected below 100 kV that are part of the BES, except Elements that connect the GSU transformer(s) to the Transmission system that are used exclusively to export energy directly from a BES generating unit or generating plant. Elements may also supply generating plant loads.

5. **Effective Dates:** [See Implementation Plan for the Revised Definition of “Remedial Action Scheme”](#). ~~See Implementation Plan.~~

B. Requirements

R1. Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider shall use any one of the following criteria (Requirement R1, criteria 1 through 13) for any specific circuit terminal to prevent its phase protective relay settings from limiting transmission system loadability while maintaining reliable protection of the BES for all fault conditions. Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider shall evaluate relay loadability at 0.85 per unit voltage and a power factor angle of 30 degrees. [*Violation Risk Factor: High*] [*Time Horizon: Long Term Planning*].

Criteria:

1. Set transmission line relays so they do not operate at or below 150% of the highest seasonal Facility Rating of a circuit, for the available defined loading duration nearest 4 hours (expressed in amperes).
2. Set transmission line relays so they do not operate at or below 115% of the highest seasonal 15-minute Facility Rating¹ of a circuit (expressed in amperes).
3. Set transmission line relays so they do not operate at or below 115% of the maximum theoretical power transfer capability (using a 90-degree angle between the sending-end and receiving-end voltages and either reactance or complex impedance) of the circuit (expressed in amperes) using one of the following to perform the power transfer calculation:
 - An infinite source (zero source impedance) with a 1.00 per unit bus voltage at each end of the line.
 - An impedance at each end of the line, which reflects the actual system source impedance with a 1.05 per unit voltage behind each source impedance.
4. Set transmission line relays on series compensated transmission lines so they do not operate at or below the maximum power transfer capability of the line, determined as the greater of:
 - 115% of the highest emergency rating of the series capacitor.
 - 115% of the maximum power transfer capability of the circuit (expressed in amperes), calculated in accordance with Requirement R1, criterion 3, using the full line inductive reactance.
5. Set transmission line relays on weak source systems so they do not operate at or below 170% of the maximum end-of-line three-phase fault magnitude (expressed in amperes).
6. Not used.

¹ When a 15-minute rating has been calculated and published for use in real-time operations, the 15-minute rating can be used to establish the loadability requirement for the protective relays.

7. Set transmission line relays applied at the load center terminal, remote from generation stations, so they do not operate at or below 115% of the maximum current flow from the load to the generation source under any system configuration.
8. Set transmission line relays applied on the bulk system-end of transmission lines that serve load remote to the system so they do not operate at or below 115% of the maximum current flow from the system to the load under any system configuration.
9. Set transmission line relays applied on the load-end of transmission lines that serve load remote to the bulk system so they do not operate at or below 115% of the maximum current flow from the load to the system under any system configuration.
10. Set transformer fault protection relays and transmission line relays on transmission lines terminated only with a transformer so that the relays do not operate at or below the greater of:
 - 150% of the applicable maximum transformer nameplate rating (expressed in amperes), including the forced cooled ratings corresponding to all installed supplemental cooling equipment.
 - 115% of the highest operator established emergency transformer rating.
- 10.1 Set load-responsive transformer fault protection relays, if used, such that the protection settings do not expose the transformer to a fault level and duration that exceeds the transformer's mechanical withstand capability².
11. For transformer overload protection relays that do not comply with the loadability component of Requirement R1, criterion 10 set the relays according to one of the following:
 - Set the relays to allow the transformer to be operated at an overload level of at least 150% of the maximum applicable nameplate rating, or 115% of the highest operator established emergency transformer rating, whichever is greater, for at least 15 minutes to provide time for the operator to take controlled action to relieve the overload.
 - Install supervision for the relays using either a top oil or simulated winding hot spot temperature element set no less than 100° C for the top oil temperature or no less than 140° C for the winding hot spot temperature³.
12. When the desired transmission line capability is limited by the requirement to adequately protect the transmission line, set the transmission line distance relays to a maximum of 125% of the apparent impedance (at the impedance angle of the transmission line) subject to the following constraints:
 - a. Set the maximum torque angle (MTA) to 90 degrees or the highest supported by the manufacturer.
 - b. Evaluate the relay loadability in amperes at the relay trip point at 0.85 per unit voltage and a power factor angle of 30 degrees.
 - c. Include a relay setting component of 87% of the current calculated in Requirement R1, criterion 12 in the Facility Rating determination for the circuit.

² As illustrated by the “dotted line” in IEEE C57.109-1993 - *IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration*, Clause 4.4, Figure 4.

³ IEEE standard C57.91, Tables 7 and 8, specify that transformers are to be designed to withstand a winding hot spot temperature of 180 degrees C, and Annex A cautions that bubble formation may occur above 140 degrees C.

13. Where other situations present practical limitations on circuit capability, set the phase protection relays so they do not operate at or below 115% of such limitations.
- R2.** Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider shall set its out-of-step blocking elements to allow tripping of phase protective relays for faults that occur during the loading conditions used to verify transmission line relay loadability per Requirement R1. *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- R3.** Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider that uses a circuit capability with the practical limitations described in Requirement R1, criterion 7, 8, 9, 12, or 13 shall use the calculated circuit capability as the Facility Rating of the circuit and shall obtain the agreement of the Planning Coordinator, Transmission Operator, and Reliability Coordinator with the calculated circuit capability. *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- R4.** Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider that chooses to use Requirement R1 criterion 2 as the basis for verifying transmission line relay loadability shall provide its Planning Coordinator, Transmission Operator, and Reliability Coordinator with an updated list of circuits associated with those transmission line relays at least once each calendar year, with no more than 15 months between reports. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- R5.** Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider that sets transmission line relays according to Requirement R1 criterion 12 shall provide an updated list of the circuits associated with those relays to its Regional Entity at least once each calendar year, with no more than 15 months between reports, to allow the ERO to compile a list of all circuits that have protective relay settings that limit circuit capability. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- R6.** Each Planning Coordinator shall conduct an assessment at least once each calendar year, with no more than 15 months between assessments, by applying the criteria in PRC-023-43, Attachment B to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which Transmission Owners, Generator Owners, and Distribution Providers must comply with Requirements R1 through R5. The Planning Coordinator shall: *[Violation Risk Factor: High] [Time Horizon: Long Term Planning]*
- 6.1** Maintain a list of circuits subject to PRC-023-43 per application of Attachment B, including identification of the first calendar year in which any criterion in PRC-023-43, Attachment B applies.
- 6.2** Provide the list of circuits to all Regional Entities, Reliability Coordinators, Transmission Owners, Generator Owners, and Distribution Providers within its Planning Coordinator area within 30 calendar days of the establishment of the initial list and within 30 calendar days of any changes to that list.

C. Measures

- M1.** Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider shall have evidence such as spreadsheets or summaries of calculations to show that each of its transmission relays is set according to one of the criteria in Requirement R1, criterion 1 through 13 and shall have evidence such as coordination curves or summaries of calculations that show that relays set per criterion 10 do not expose the transformer to fault levels and durations beyond those indicated in the standard. (R1)

- M2.** Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider shall have evidence such as spreadsheets or summaries of calculations to show that each of its out-of-step blocking elements is set to allow tripping of phase protective relays for faults that occur during the loading conditions used to verify transmission line relay loadability per Requirement R1. (R2)
- M3.** Each Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider with transmission relays set according to Requirement R1, criterion 7, 8, 9, 12, or 13 shall have evidence such as Facility Rating spreadsheets or Facility Rating database to show that it used the calculated circuit capability as the Facility Rating of the circuit and evidence such as dated correspondence that the resulting Facility Rating was agreed to by its associated Planning Coordinator, Transmission Operator, and Reliability Coordinator. (R3)
- M4.** Each Transmission Owner, Generator Owner, or Distribution Provider that sets transmission line relays according to Requirement R1, criterion 2 shall have evidence such as dated correspondence to show that it provided its Planning Coordinator, Transmission Operator, and Reliability Coordinator with an updated list of circuits associated with those transmission line relays within the required timeframe. The updated list may either be a full list, a list of incremental changes to the previous list, or a statement that there are no changes to the previous list. (R4)
- M5.** Each Transmission Owner, Generator Owner, or Distribution Provider that sets transmission line relays according to Requirement R1, criterion 12 shall have evidence such as dated correspondence that it provided an updated list of the circuits associated with those relays to its Regional Entity within the required timeframe. The updated list may either be a full list, a list of incremental changes to the previous list, or a statement that there are no changes to the previous list. (R5)
- M6.** Each Planning Coordinator shall have evidence such as power flow results, calculation summaries, or study reports that it used the criteria established within PRC-023-43, Attachment B to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard as described in Requirement R6. The Planning Coordinator shall have a dated list of such circuits and shall have evidence such as dated correspondence that it provided the list to the Regional Entities, Reliability Coordinators, Transmission Owners, Generator Owners, and Distribution Providers within its Planning Coordinator area within the required timeframe. (R6)

D. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

As defined in the NERC Rules of Procedure, “Compliance Enforcement Authority” means NERC or the Regional Entity in their respective roles of monitoring and enforcing compliance with the NERC Reliability Standards.

1.2. Data Retention

The Transmission Owner, Generator Owner, Distribution Provider and Planning Coordinator shall keep data or evidence to show compliance as identified below unless directed by its Compliance Enforcement Authority to retain specific evidence for a longer period of time as part of an investigation:

The Transmission Owner, Generator Owner, and Distribution Provider shall each retain documentation to demonstrate compliance with Requirements R1 through R5 for three calendar years.

The Planning Coordinator shall retain documentation of the most recent review process required in Requirement R6. The Planning Coordinator shall retain the most recent list of circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard, as determined per Requirement R6.

If a Transmission Owner, Generator Owner, Distribution Provider, or Planning Coordinator is found non-compliant, it shall keep information related to the non-compliance until found compliant or for the time specified above, whichever is longer.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit record and all requested and submitted subsequent audit records.

1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes

- Compliance Audit
- Self-Certification
- Spot Checking
- Compliance Violation Investigation
- Self-Reporting
- Complaint

1.4. Additional Compliance Information

None.

2. Violation Severity Levels:

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
R1	N/A	N/A	N/A	<p>The responsible entity did not use any one of the following criteria (Requirement R1 criterion 1 through 13) for any specific circuit terminal to prevent its phase protective relay settings from limiting transmission system loadability while maintaining reliable protection of the BES for all fault conditions.</p> <p>OR</p> <p>The responsible entity did not evaluate relay loadability at 0.85 per unit voltage and a power factor angle of 30 degrees.</p>
R2	N/A	N/A	N/A	<p>The responsible entity failed to ensure that its out-of-step blocking elements allowed tripping of phase protective relays for faults that occur during the loading conditions used to verify transmission line relay loadability per Requirement R1.</p>
R3	N/A	N/A	N/A	<p>The responsible entity that uses a circuit capability with the practical limitations described in Requirement R1 criterion 7, 8, 9, 12, or 13 did not use the calculated circuit capability as the Facility Rating of the circuit.</p>

Standard PRC-023-43 — Transmission Relay Loadability

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
				OR The responsible entity did not obtain the agreement of the Planning Coordinator, Transmission Operator, and Reliability Coordinator with the calculated circuit capability.
R4	N/A	N/A	N/A	The responsible entity did not provide its Planning Coordinator, Transmission Operator, and Reliability Coordinator with an updated list of circuits that have transmission line relays set according to the criteria established in Requirement R1 criterion 2 at least once each calendar year, with no more than 15 months between reports.
R5	N/A	N/A	N/A	The responsible entity did not provide its Regional Entity, with an updated list of circuits that have transmission line relays set according to the criteria established in Requirement R1 criterion 12 at least once each calendar year, with no more than 15 months between reports.
R6	N/A	The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard and met parts 6.1 and 6.2, but more	The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard and met parts 6.1 and 6.2, but 24	The Planning Coordinator failed to use the criteria established within Attachment B to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard.

Standard PRC-023-43 — Transmission Relay Loadability

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
		<p>than 15 months and less than 24 months lapsed between assessments.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B at least once each calendar year, with no more than 15 months between assessments to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard and met 6.1 and 6.2 but failed to include the calendar year in which any criterion in Attachment B first applies.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B at least once each calendar year, with no more than 15 months between assessments to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard and met 6.1 and 6.2 but provided the list of circuits to the Reliability Coordinators, Transmission Owners, Generator Owners, and Distribution Providers within its Planning Coordinator area between 31 days and 45 days after</p>	<p>months or more lapsed between assessments.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B at least once each calendar year, with no more than 15 months between assessments to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard and met 6.1 and 6.2 but provided the list of circuits to the Reliability Coordinators, Transmission Owners, Generator Owners, and Distribution Providers within its Planning Coordinator area between 46 days and 60 days after list was established or updated. (part 6.2)</p>	<p>OR</p> <p>The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B, at least once each calendar year, with no more than 15 months between assessments to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard but failed to meet parts 6.1 and 6.2.</p> <p>OR</p> <p>The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B at least once each calendar year, with no more than 15 months between assessments to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard but failed to maintain the list of circuits determined according to the process described in Requirement R6. (part 6.1)</p> <p>OR</p> <p>The Planning Coordinator used the criteria established within Attachment B at least once each calendar year, with no more than 15 months between assessments to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard and met</p>

Standard PRC-023-43 — Transmission Relay Loadability

Requirement	Lower	Moderate	High	Severe
		<p>the list was established or updated. (part 6.2)</p>		<p>6.1 but failed to provide the list of circuits to the Reliability Coordinators, Transmission Owners, Generator Owners, and Distribution Providers within its Planning Coordinator area or provided the list more than 60 days after the list was established or updated. (part 6.2)</p> <p>OR</p> <p>The Planning Coordinator failed to determine the circuits in its Planning Coordinator area for which applicable entities must comply with the standard.</p>

E. Regional Differences

None.

F. Supplemental Technical Reference Document

1. The following document is an explanatory supplement to the standard. It provides the technical rationale underlying the requirements in this standard. The reference document contains methodology examples for illustration purposes it does not preclude other technically comparable methodologies.

“Determination and Application of Practical Relaying Loadability Ratings,” Version 1.0, June 2008, prepared by the System Protection and Control Task Force of the NERC Planning Committee, available at:

http://www.nerc.com/fileUploads/File/Standards/Relay_Loadability_Reference_Doc_Clean_Final_2008July3.pdf

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	February 12, 2008	Approved by Board of Trustees	New
1	March 19, 2008	Corrected typo in last sentence of Severe VSL for Requirement 3 — “then” should be “than.”	Errata
1	March 18, 2010	Approved by FERC	
1	Filed for approval April 19, 2010	Changed VRF for R3 from Medium to High; changed VSLs for R1, R2, R3 to binary Severe to comply with Order 733	Revision
2	March 10, 2011 approved by Board of Trustees	Revised to address initial set of directives from Order 733	Revision (Project 2010-13)
2	March 15, 2012	FERC order issued approving PRC-023-2 (approval becomes effective May 7, 2012)	
3	November 7, 2013	Adopted by NERC Board of Trustees	Supplemental SAR to Clarify applicability for consistency with PRC-025-1 and other minor corrections.

Standard PRC-023-~~43~~ — Transmission Relay Loadability

Version	Date	Action	Change Tracking
43	<u>November 13, 2014</u>	Adopted by the NERC Board of Trustees	Replaced references to Special Protection System and SPS with Remedial Action Scheme and RAS

PRC-023-43 — Attachment A

1. This standard includes any protective functions which could trip with or without time delay, on load current, including but not limited to:
 - 1.1. Phase distance.
 - 1.2. Out-of-step tripping.
 - 1.3. Switch-on-to-fault.
 - 1.4. Overcurrent relays.
 - 1.5. Communications aided protection schemes including but not limited to:
 - 1.5.1 Permissive overreach transfer trip (POTT).
 - 1.5.2 Permissive under-reach transfer trip (PUTT).
 - 1.5.3 Directional comparison blocking (DCB).
 - 1.5.4 Directional comparison unblocking (DCUB).
 - 1.6. Phase overcurrent supervisory elements (i.e., phase fault detectors) associated with current-based, communication-assisted schemes (i.e., pilot wire, phase comparison, and line current differential) where the scheme is capable of tripping for loss of communications.
2. The following protection systems are excluded from requirements of this standard:
 - 2.1. Relay elements that are only enabled when other relays or associated systems fail. For example:
 - Overcurrent elements that are only enabled during loss of potential conditions.
 - Elements that are only enabled during a loss of communications except as noted in section 1.6.
 - 2.2. Protection systems intended for the detection of ground fault conditions.
 - 2.3. Protection systems intended for protection during stable power swings.
 - 2.4. Not used.
 - 2.5. Relay elements used only for ~~Special Protection Systems~~ Remedial Action Schemes applied and approved in accordance with NERC Reliability Standards PRC-012 through PRC-017 or their successors.
 - 2.6. Protection systems that are designed only to respond in time periods which allow 15 minutes or greater to respond to overload conditions.
 - 2.7. Thermal emulation relays which are used in conjunction with dynamic Facility Ratings.
 - 2.8. Relay elements associated with dc lines.
 - 2.9. Relay elements associated with dc converter transformers.

PRC-023-43 — Attachment B

Circuits to Evaluate

- Transmission lines operated at 100 kV to 200 kV and transformers with low voltage terminals connected at 100 kV to 200 kV.
- Transmission lines operated below 100 kV and transformers with low voltage terminals connected below 100 kV that are part of the Bulk Electric System.

Criteria

If any of the following criteria apply to a circuit, the applicable entity must comply with the standard for that circuit.

- B1.** The circuit is a monitored Facility of a permanent flowgate in the Eastern Interconnection, a major transfer path within the Western Interconnection as defined by the Regional Entity, or a comparable monitored Facility in the Québec Interconnection, that has been included to address reliability concerns for loading of that circuit, as confirmed by the applicable Planning Coordinator.
- B2.** The circuit is a monitored Facility of an Interconnection Reliability Operating Limit (IROL), where the IROL was determined in the planning horizon pursuant to FAC-010.
- B3.** The circuit forms a path (as agreed to by the Generator Operator and the transmission entity) to supply off-site power to a nuclear plant as established in the Nuclear Plant Interface Requirements (NPIRs) pursuant to NUC-001.
- B4.** The circuit is identified through the following sequence of power flow analyses⁴ performed by the Planning Coordinator for the one-to-five-year planning horizon:
- a. Simulate double contingency combinations selected by engineering judgment, without manual system adjustments in between the two contingencies (reflects a situation where a System Operator may not have time between the two contingencies to make appropriate system adjustments).
 - b. For circuits operated between 100 kV and 200 kV evaluate the post-contingency loading, in consultation with the Facility owner, against a threshold based on the Facility Rating assigned for that circuit and used in the power flow case by the Planning Coordinator.
 - c. When more than one Facility Rating for that circuit is available in the power flow case, the threshold for selection will be based on the Facility Rating for the loading duration nearest four hours.
 - d. The threshold for selection of the circuit will vary based on the loading duration assumed in the development of the Facility Rating.

⁴ Past analyses may be used to support the assessment if no material changes to the system have occurred since the last assessment

- i. If the Facility Rating is based on a loading duration of up to and including four hours, the circuit must comply with the standard if the loading exceeds 115% of the Facility Rating.
 - ii. If the Facility Rating is based on a loading duration greater than four and up to and including eight hours, the circuit must comply with the standard if the loading exceeds 120% of the Facility Rating.
 - iii. If the Facility Rating is based on a loading duration of greater than eight hours, the circuit must comply with the standard if the loading exceeds 130% of the Facility Rating.
- e. Radially operated circuits serving only load are excluded.
- B5.** The circuit is selected by the Planning Coordinator based on technical studies or assessments, other than those specified in criteria B1 through B4, in consultation with the Facility owner.
- B6.** The circuit is mutually agreed upon for inclusion by the Planning Coordinator and the Facility owner.

A. Introduction

1. **Titre :** Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production
2. **Numéro :** PRC-~~024-12~~
3. **Objet :** Donner l'assurance que les *propriétaires d'installation de production* règlent leurs relais de protection de groupe de telle sorte que les groupes de production restent raccordés pendant des excursions de fréquence et de tension définies.
4. **Applicabilité :**
 - 4.1. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur :**

~~5.1. Dans les territoires où une approbation réglementaire est requise :~~

~~5.1.1 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 40 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.~~

~~5.1.2 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 60 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.~~

~~5.1.3 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 80 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.~~

~~5.1.4 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'approbation réglementaire pertinente, ou selon les modalités prévues par les lois applicables aux autorités gouvernementales comme ERO, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié que 100 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.~~

~~5.2. Dans les territoires où une approbation réglementaire n'est pas requise :~~

~~5.2.1 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir deux années civiles après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 40 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.~~

~~5.2.2 — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir trois années civiles après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC, chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir vérifié qu'au moins 60 % de ses *installations* sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.~~

~~5.2.3~~ — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir quatre années civiles après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC, chaque propriétaire d'installation de production doit avoir vérifié qu'au moins 80 % de ses installations sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.

~~5.2.4~~ — Le premier jour du premier trimestre civil à survenir cinq années civiles après l'adoption par le conseil d'administration de la NERC, chaque propriétaire d'installation de production doit avoir vérifié que 100 % de ses installations sont pleinement conformes aux exigences E1, E2, E3 et E4.

Voir le plan de mise en œuvre de la norme PRC-024-2.

B. Exigences

- E1.** Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection en fréquence de groupe¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ces relais de protection de telle sorte que les relais de protection en fréquence de groupe ne déclenchent pas les groupes de production visés à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024, sous réserve des exceptions suivantes² :
- [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité-(VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]
- Un groupe de production peut ~~déclencher~~être déclenché si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) ~~opèrent~~fonctionnent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
 - Un groupe de production peut ~~déclencher~~être déclenché si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
 - Un groupe de production peut ~~déclencher~~être déclenché à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.
- E2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* ayant des relais de protection de groupe en tension¹ activés afin de déclencher ses groupes de production visés doit régler ses relais de protection de telle sorte que le relais de protection en tension du groupe ne déclenche pas les groupes de production visés par suite d'une excursion de tension (au point de raccordement³) causée par un événement sur le réseau de transport à l'extérieur de la centrale de production qui demeure à l'intérieur de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 2 de la norme PRC-024⁴. Si le *planificateur de réseau de transport* permet des réglages de relais de tension moins rigoureux que ceux prescrits à l'annexe 2 de la norme PRC-024, le *propriétaire d'installation de production* doit régler ses relais de protection à l'intérieur des caractéristiques de rétablissement de la tension établies par une étude du *planificateur de réseau de transport* pour un secteur particulier. L'exigence E2 est soumise aux exceptions suivantes :
- [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité-(VRF) : moyen] [Horizon : planification à long terme]

-
1. Chaque *propriétaire d'installation de production* n'est pas tenu d'avoir installé ou activé sur son groupe de production des relais de protection en fréquence ou en tension (y compris, notamment, des fonctions de protection en fréquence et en tension pour des relais distincts, des relais V/Hz évalués à la fréquence nominale, des dispositifs de protection multifonctions ou des fonctions de protection intégrées aux systèmes de commande qui déclenchent directement ou envoient des signaux de déclenchement ou le groupe de production d'après des entrées de fréquence ou de tension).
 2. Dans le cas des relais de protection en fréquence associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du BES, cette exigence s'applique aux relais de protection en fréquence qui surveillent les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées, et aussi aux relais de protection en fréquence qui surveillent les équipements compris entre les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées et le point de raccordement.
 3. Aux fins de la présente norme, le point de raccordement désigne le côté transport (haute tension) du transformateur élévateur de groupe de production.
 4. Dans le cas des relais de protection en tension associés à des ressources de production décentralisées visées par l'inclusion I4 de la définition du BES, cette exigence s'applique aux relais de protection en tension qui

Norme PRC-024-12 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

- Un groupe de production peut ~~déclencher~~être déclenché conformément à un *automatisme de réseau (SPS)* ou à un *plan de défense (RAS)*.
- Un groupe de production peut ~~déclencher~~être déclenché si l'élimination d'un défaut dans le réseau nécessite la déconnexion du groupe de production.
- Un groupe de production peut ~~déclencher~~être déclenché si les fonctions de protection (comme les fonctions de type perte de synchronisme ou perte de champs) opèrent en raison d'une perte de synchronisme imminente ou avérée ou, dans le cas des groupes de production asynchrones, en raison d'une instabilité dans l'équipement de commande de conversion de puissance.
- Un groupe de production peut ~~déclencher~~être déclenché à l'intérieur d'une portion de la zone de non-déclenchement indiquée à l'annexe 1 de la norme PRC-024 en cas de limitations réglementaires ou d'équipement documentées et communiquées conformément à l'exigence E3.

E3. Chaque *propriétaire d'installation de production* doit documenter chaque limitation réglementaire ou d'équipement⁵ connue qui empêche un groupe de production visé ayant des relais de protection en fréquence ou en tension de respecter les critères de réglage de relais de l'exigence E1 ou E2 incluant, mais sans s'y limiter, des résultats d'études, de l'expérience d'un événement réel ou des avis d'un fabricant.

[Facteur de risque de ~~la non-conformité (VRF)~~ : moyen] [Horizon : planification à long terme]

3.1. Le *propriétaire d'installation de production* doit communiquer la limitation réglementaire ou d'équipement documentée, ou le retrait de la limitation réglementaire ou d'équipement documentée ~~précédement~~précédemment à son *coordonnateur de la planification* et à son *planificateur de réseau de transport* dans les 30 jours civils suivant les événements suivants :

- l'identification d'une limitation réglementaire ou d'équipement ;
- la réparation de l'équipement causant la limitation qui enlève la limitation ;
- le remplacement de l'équipement causant la limitation par un équipement qui enlève la limitation ;
- la création ou l'ajustement d'une limitation d'équipement causée par l'épuisement de la tolérance cumulative d'excursion de fréquence pour la durée de vie d'une turbine.

surveillent les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées, et aussi aux relais de protection en tension qui surveillent les équipements compris entre les groupes de production individuels de ressources de production décentralisées et le point de raccordement.

5. À l'exclusion des limitations qui découlent de la capacité de réglage des relais utilisés pour la protection en fréquence et en tension du groupe de production; toutefois, cette exclusion ne s'étend pas aux limitations qui ont leur origine dans l'équipement protégé par ces relais.

- E4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit fournir ses réglages de déclenchement de protection de groupe visés associés aux exigences E1 et E2 au *coordonnateur de la planification* ou au *planificateur de réseau de transport* qui modélisent le groupe en cause, dans un délai de 60 jours civils après avoir reçu la demande écrite pour les données, et dans un délai de 60 jours civils après tout changement aux réglages de déclenchement demandés précédemment à moins que le *coordonnateur de la planification* ou le *planificateur de réseau de transport* requérant indique que la déclaration des changements de réglage de relais n'est pas ~~requis-requise~~.
[Facteur de risque de ~~la non-conformité (VRF)~~ : faible] [Horizon : *planification en temps différé de l'exploitation*]

C. Mesures

- M1.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en fréquence de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E1, ~~tel que~~comme des fiches de réglage, des fiches d'étalonnage ou d'autres documents datés.
- M2.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant que les relais de protection en tension de groupes ont été réglés conformément à l'exigence E2, ~~tel que~~comme des fiches de réglage, des graphiques tension-temps, des fiches d'étalonnage, des tracés de coordination, des études de simulation dynamique ou d'autres documents datés.
- M3.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a documenté et communiqué toutes les limitations réglementaires ou d'équipement connues (sous réserve des exceptions indiquées à la note-3.5) qui ont entraîné une dérogation aux exigences E1 ou E2 conformément à l'exigence E3, ~~tel qu'un~~comme un courriel ou une lettre qui contient de la documentation pertinente (résultats d'étude, expérience d'un événement réel, avis d'un fabricant, etc.).
- M4.** Chaque *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives attestant qu'il a communiqué les réglages de déclenchement de protection de groupes conformément à l'exigence E4, ~~tel que~~comme des courriels, des lettres ou d'autres documents, ainsi que des copies de toute demande reçue pour cette information.

D. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable des mesures pour assurer la conformité

L'entité régionale joue le rôle de *responsable des mesures pour assurer la conformité (CEA)*, à moins que l'entité visée soit détenue, exploitée ou contrôlée par l'entité régionale. Dans de tels cas, l'ERO ou une entité régionale approuvée par la FERC ou un autre organisme gouvernemental pertinent doit jouer le rôle de CEA.

1.2. Conservation des données

Les périodes de conservation des preuves/pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le *responsable des mesures pour assurer la conformité* peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver les pièces justificatives attestant sa conformité aux exigences E1 à E4 pendant trois ans ou jusqu'à l'audit suivant, selon la durée la plus longue.

Si un *propriétaire d'installation de production* est jugé non conforme, doit conserver l'information relative à cette non-conformité jusqu'à ce que les correctifs aient été appliqués et approuvés ou pendant la période indiquée ci-dessus, selon la durée la plus longue.

Le *responsable des mesures pour assurer la conformité* doit conserver les dossiers de l'audit le plus récent ainsi que tous les dossiers d'audit subséquents demandés et présentés.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

Audit de conformité

Déclaration sur la conformité

Contrôle ponctuel

Enquête de conformité

Déclaration de non-conformité

Plainte

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Norme PRC-024-12 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

2. Niveaux de gravité ~~de lades~~ non-conformitéconformités

E#Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire <i>d'installation de production</i> ayant une protection en fréquence activée afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé son relais de protection en fréquence de groupe de telle sorte qu'il ne déclenche pas pour les critères listés à l'exigence E1, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.
E2	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Le <i>propriétaire d'installation de production</i> ayant des relais de protection en tension activés afin de déclencher un groupe de production n'a pas réglé ses relais de protection en tension de telle sorte qu'il ne déclenche pas par suite d'une excursion de tension au point de raccordement causée par un événement à l'extérieur de la centrale, en vertu des critères spécifiés à l'exigence E2, à moins d'une limitation réglementaire ou d'équipement documentée et communiquée conformément à l'exigence E3.

Norme PRC-024-12 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

E#Ex.	VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E3	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation documentée à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 30 jours civils mais d'au plus 60 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus d'au plus 90 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a documenté la limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2, puis a communiqué la limitation à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a documenté aucune limitation ou d'équipement connue (non liée au système de protection) qui l'empêche de respecter les critères de l'exigence E1 ou E2.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas communiqué la limitation documentée à son <i>coordonnateur de la planification</i> et à son <i>planificateur de réseau de transport</i> dans un délai de 120 jours civils après avoir constaté cette limitation.</p>
E4	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 60 jours civils mais d'au plus 90 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 90 jours civils mais d'au plus 120 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production a fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après tout changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production a fourni les réglages de déclenchement dans un délai de plus de 120 jours civils mais d'au plus 150 jours civils après une demande écrite.</p>	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni ses réglages de déclenchement de protection de groupe dans un délai de 150 jours civils après un changement à ces réglages de déclenchement.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni les réglages de déclenchement dans un délai de 150 jours civils après une demande écrite.</p>

E. Différences régionales

Aucune

F. Documents connexes

Aucune

Norme PRC-024-~~1~~2 – Réglages des relais de protection en fréquence et en tension des groupes de production

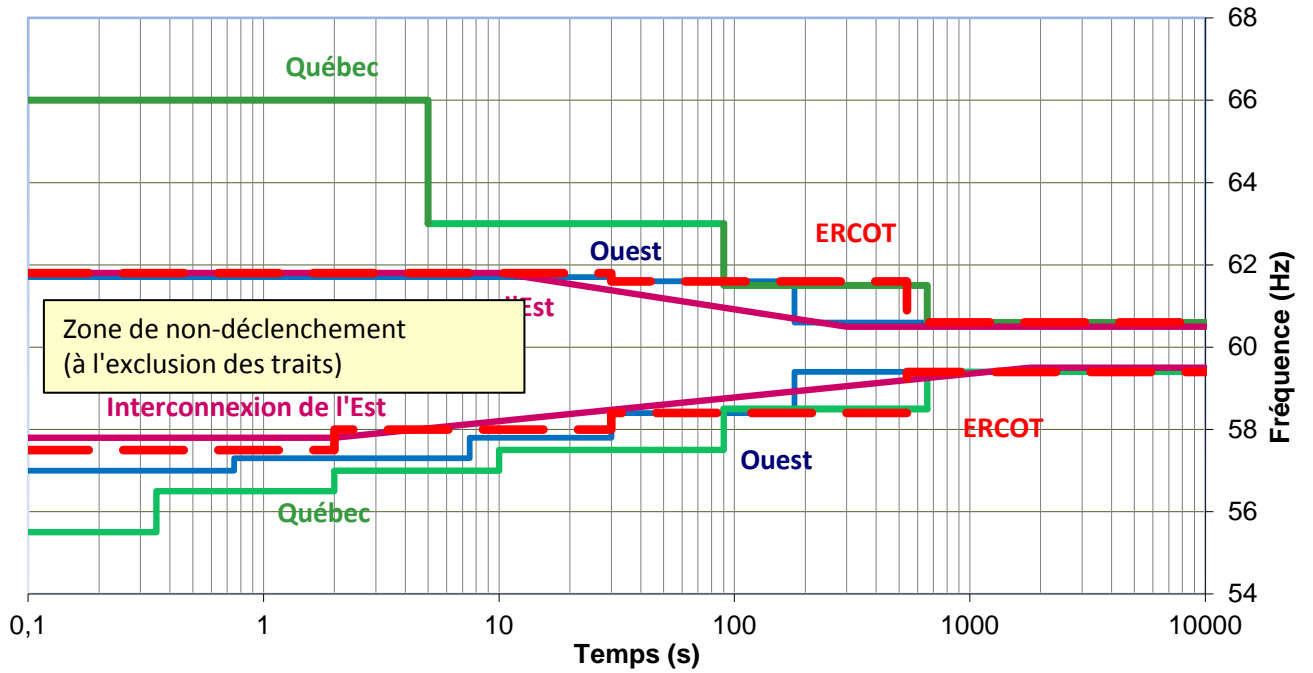
Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	9 mai 2013	Adoption par le conseil d'administration de la NERC	
1	20 mars 2014	Ordonnance de la FERC émise approuvant la norme PRC- 024-1 (l'ordonnance entre en vigueur le 1er juillet 2016-))	
<u>2</u>	<u>12 février 2015</u>	<u>Adoption par le conseil d'administration de la NERC</u>	<u>Norme révisée dans le cadre du projet 2014-01 : applicabilité révisée afin de clarifier l'application des exigences aux ressources de production décentralisées du BES</u>
<u>2</u>	<u>29 mai 2015</u>	<u>Lettre d'ordonnance de la FERC (dossier RD15-3-000) approuvant la norme PRC-024-2</u>	<u>Modifications visant à établir l'applicabilité aux propriétaires de ressources de production décentralisées</u>

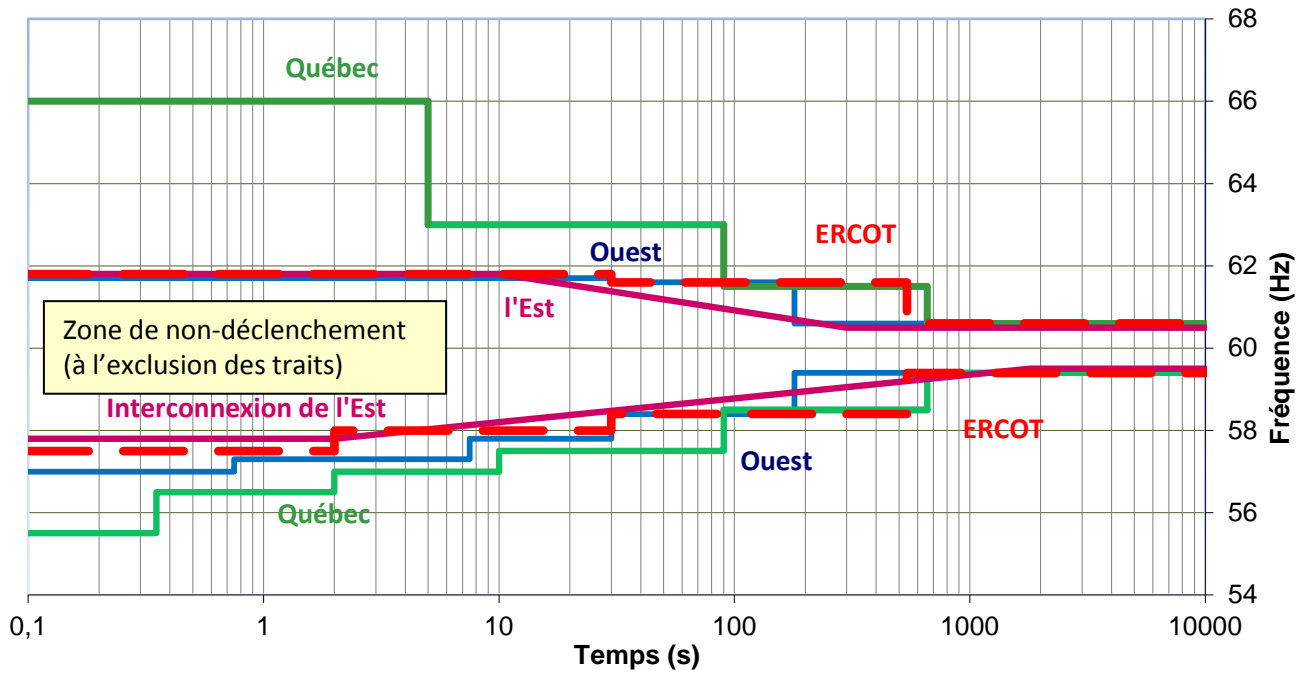
G. Références

3. « The Technical Justification for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard, A White Paper Developed by the Wind Generation Task Force (WGTF),~~→)~~ », datée du 13 juin 2007, directive approuvée par le « WECC Technical Studies Subcommittee ».

PRC-024 – Annexe 1
COURBE D'EXCURSION ADMISSIBLE PAR RAPPORT À LA FRÉQUENCE NOMINALE



COURBE D'EXCURSION ADMISSIBLE PAR RAPPORT À LA FRÉQUENCE NOMINALE



Valeurs des points de la courbe :

Interconnexion de l'Est

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
≥61,8	Déclenchement instantané	≤57,8	Déclenchement instantané
≥60,5	$10^{(90,935-1,45713 \times f)}$	≤59,5	$10^{(1,7373 \times f - 100,116)}$
<60,5	Fonctionnement continu	>59,5	Fonctionnement continu

Interconnexion de l'Ouest

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
≥61,7	Déclenchement instantané	≤57,0	Déclenchement instantané
≥61,6	30	≤57,3	0,75
≥60,6	180	≤57,8	7,5
<60,6	Fonctionnement continu	≤58,4	30
		≤59,4	180
		>59,4	Fonctionnement continu

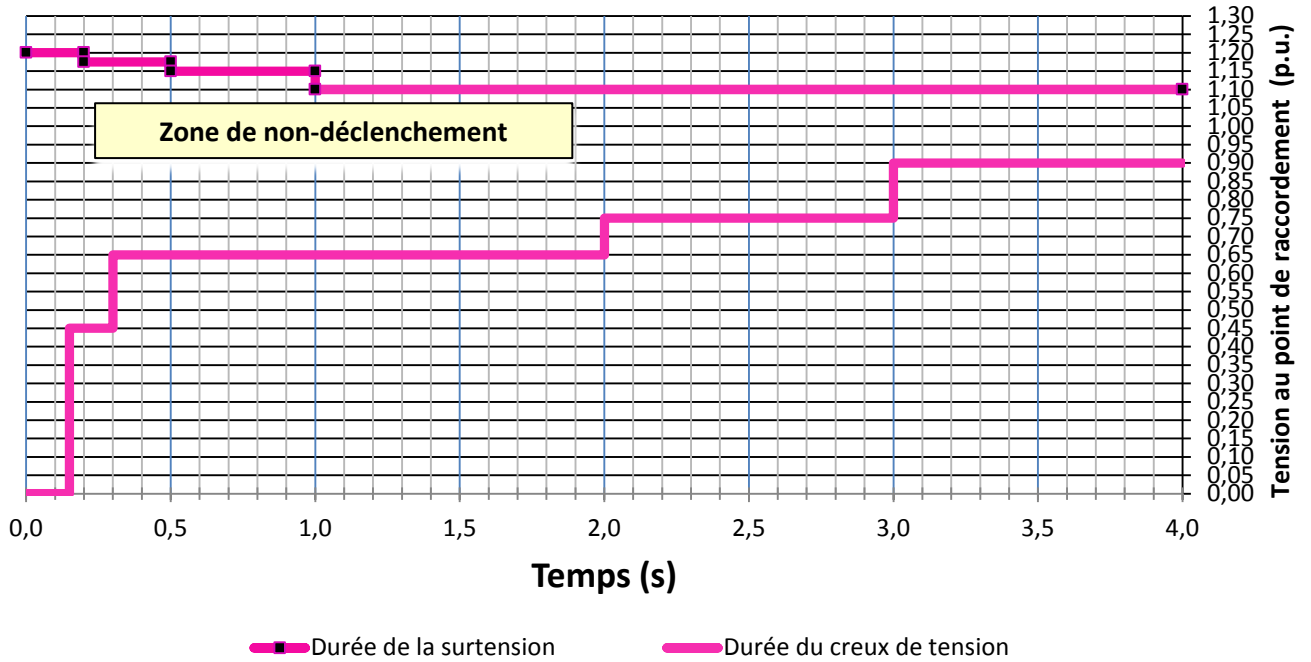
Interconnexion du Québec

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Temps (s)	Fréquence (Hz)	Temps (s)
>66,0	Déclenchement instantané	<55,5	Déclenchement instantané
≥63,0	5	≤56,5	0,35
≥61,5	90	≤57,0	2
≥60,6	660	≤57,5	10
<60,6	Fonctionnement continu	≤58,5	90
		≤59,4	660
		>59,4	Fonctionnement continu

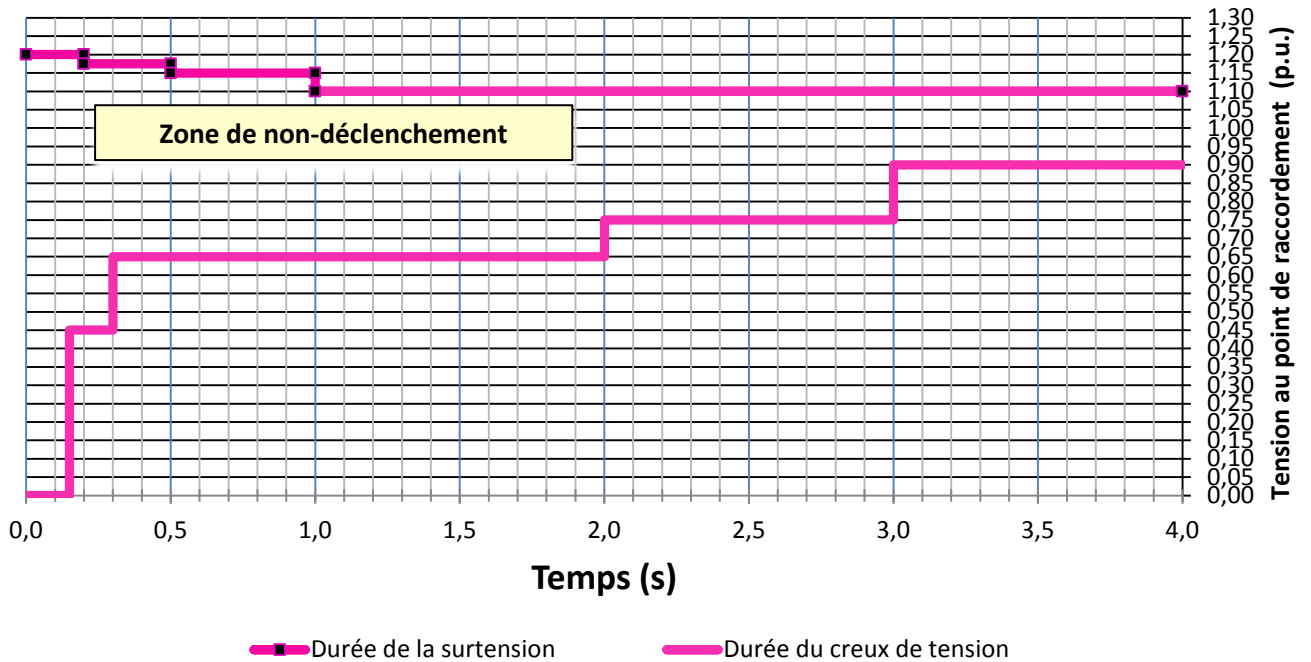
Interconnexion ERCOT

Durée de surfréquence		Durée de sous-fréquence	
Fréquence (Hz)	Durée (s)	Fréquence (Hz)	Durée (s)
$\geq 61,8$	Déclenchement instantané	$\leq 57,5$	Déclenchement instantané
$\geq 61,6$	30	$\leq 58,0$	2
$\geq 60,6$	540	$\leq 58,4$	30
$< 60,6$	Fonctionnement continu	$\leq 59,4$	540
		$> 59,4$	Fonctionnement continu

Courbe de tenue aux excursions de tension en fonction de la durée



Courbe de tenue aux excursions de tension en fonction de la durée



Durée de tenue :

Durée de tenue aux surtensions		Durée de tenue aux creux de tension	
Tension (p.u.)	Temps (s)	Tension (p.u.)	Temps (s)
$\geq 1,200$	Déclenchement instantané	$< 0,45$	0,15
$\geq 1,175$	0,20	$< 0,65$	0,30
$\geq 1,15$	0,50	$< 0,75$	2,00
$\geq 1,10$	1,00	$< 0,90$	3,00

Éclaircissements sur le graphique de tenue aux excursions de tension

Détails de la courbe :

1. L'unité de base de tension pour ces courbes est la tension nominale d'exploitation au point de raccordement au *système de production-transport d'électricité (BES)* indiquée par le *planificateur de réseau de transport* dans l'analyse de la fiabilité des réseaux de transport interconnectés.
2. Les courbes ~~représentées~~représentées ont été dérivées en se basant sur des défauts de zone 1 avec *élimination normale* sur au plus 9 cycles dans un réseau de transport triphasé. Les courbes s'appliquent aux excursions de tension sans égard au type d'événement déclencheur.
3. L'enveloppe entre les courbes représente la durée cumulative de la tension au point de raccordement avec le *BES*. Par exemple, si la tension au début dépasse 1,15 p.u. à 0,3 s suivant un défaut, ne dépasse pas 1,2 p.u., puis retourne au-dessous de 1,15 p.u. à 0,4 s, le temps cumulatif quand la tension est au-delà de 1,15 p.u. est de 0,1 s, valeur qui se situe à l'intérieur de la zone de non-déclenchement de la courbe.
4. Les courbes représentées correspondent à la fréquence de 60 Hz du réseau. Lorsqu'on évalue une protection volts/hertz, ~~vous pouvez~~on peut ajuster la courbe de surtension en proportion des écarts de fréquence au-dessous de 60 Hz.
5. La tension dans le graphique suppose une tension minimale phase-terre ou phase-phase à la fréquence fondamentale pour la courbe de durée en sous-tension, et la tension phase-phase efficace ou crête maximale, selon la valeur la plus élevée pour la courbe de durée en surtension.

Évaluation des réglages de relais de protection

1. En utilisant les hypothèses suivantes ou les conditions de charge jugées les plus probables pour le groupe étudié, évaluer les ~~réglage~~réglages de relais de protection en tension pour les conditions initiales en régime permanent :
 - a. tous les groupes qui alimentent le même transformateur sont raccordés au réseau et en exploitation ;
 - b. tous les groupes fonctionnent à leur pleine puissance active nominale ;
 - c. le facteur de puissance mesuré aux bornes du groupe de production est de 0,95 en retard de phase (le groupe fournit de la puissance réactive au réseau) ;
 - d. le régulateur automatique de tension est en mode de réglage de tension automatique.
2. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en prenant pour hypothèse que tout équipement supplémentaire installé à la centrale (compensateurs statiques, compensateurs synchrones, condensateurs, etc.) est disponible et fonctionne normalement.
3. Évaluer les réglages de relais de protection en tension en tenant compte des réglages réels de prise de transformateur entre les bornes du groupe de production et le point de raccordement.

Justification

Pendant l'élaboration de la présente norme, des zones de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification des notes de bas de page 2 et 4

L'équipe de rédaction a jugé bon de spécifier que les réglages des relais de protection qui surveillent tant les groupes de production individuels que les équipements de regroupement (y compris tout équipement de réseau collecteur d'énergie électrique hors BES) doivent respecter la « zone de non-déclenchement » indiquée dans les exigences afin de maintenir la fiabilité du BES. Si certains réglages de relais de protection qui surveillent ces éléments de l'installation étaient exclus de la présente norme, il pourrait en résulter la perte partielle ou complète de la capacité de production de l'installation décentralisée pendant une excursion de tension ou de fréquence.

Standard Development Timeline

This section is maintained by the drafting team during the development of the standard and will be removed when the standard becomes effective.

Development Steps Completed

- SAR posted for comment November 20 — December 19, 2013.
- The Standards Committee authorized this posting on September 30, 2014.
- Initial posting of revised standard PRC-024-2 on November 5, 2014.

Description of Current Draft

PRC-024-21(X)¹ is proposed for approval to align the applicability section of PRC-024-1 with the revised definition of the Bulk Electric System (BES). Specifically, the Project 2014-01 Standards Applicability for Dispersed Generation Resources standards drafting team recommended changes to the requirements addressing the scope of applicability and also recommended changes to the Reliability Standard Audit Worksheet to address documentation options. Given the timing of concurrent standards development of PRC projects, PRC-024-1 may be retired pursuant to an Implementation Plan of a successor version of PRC-024. If this occurs, PRC-024-1(X) will not go into effect. Project 2014-01 does not have in its scope any technical content changes beyond revising the applicability to ensure consistent application of the requirements of this standard to dispersed power producing resources.²

<u>Anticipated Actions</u>	<u>Anticipated Date</u>
<u>Final ballot</u>	<u>January 2015</u>
<u>BOT adoption</u>	<u>February 2015</u>

¹The standard version number included an (X) to indicate the version numbering would be updated, and NERC has since assigned the appropriate version number prior to final ballot. Currently, it includes an (X) to indicate the version numbering will be updated, and . Some standards are open in current projects and others are pending with governmental authorities. As a result, NERC will since assign the appropriate version number prior to adoption by the NERC Board of Trustees.

²The terms “dispersed generation resources” and “dispersed power producing resources” are used interchangeably in Project 2014-01 because the former term was used in the Standards Authorization Request for the project, while the latter term is in line with terminology used in the revised definition of the BES.

When this standard has received ballot approval, the text boxes within the Applicability section of the standard will be moved to the Application Guidelines Section of the standard.

A. Introduction

- 1. Title:** **Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings**
- 2. Number:** PRC-024-~~21(X)~~
- 3. Purpose:** Ensure Generator Owners set their generator protective relays such that generating units remain connected during defined frequency and voltage excursions.
- 4. Applicability:**
 - 4.1. Generator Owner**
- 5. Effective Date:**
See the Implementation Plan for PRC-024-2this standard.

~~In those jurisdictions where regulatory approval is required:~~

~~By the first day of the first calendar quarter, two calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner shall have verified at least 40 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

~~By the first day of the first calendar quarter, three calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner shall have verified at least 60 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

~~By the first day of the first calendar quarter, four calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner shall have verified at least 80 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

~~By the first day of the first calendar quarter, five calendar years following applicable regulatory approval, or as otherwise made effective pursuant to the laws applicable to such ERO governmental authorities, each Generator Owner shall have verified 100 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

~~In those jurisdictions where regulatory approval is not required:~~

~~By the first day of the first calendar quarter, two calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner shall have verified at least 40 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

~~By the first day of the first calendar quarter, three calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner shall have verified at least 60 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

Standard PRC-024-~~21(X)~~ — Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings

~~By the first day of the first calendar quarter, four calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner shall have verified at least 80 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

~~By the first day of the first calendar quarter, five calendar years following Board of Trustees approval, each Generator Owner shall have verified 100 percent of its Facilities are fully compliant with Requirements R1, R2, R3, and R4.~~

B. Requirements

- R1. Each Generator Owner that has generator frequency protective relaying³ activated to trip its applicable generating unit(s) shall set its protective relaying such that the generator frequency protective relaying does not trip the applicable generating unit(s) within the “no trip zone” of PRC-024 Attachment 1, subject to the following exceptions:⁴ [*Violation Risk Factor: Medium*] [*Time Horizon: Long-term Planning*]
- Generating unit(s) may trip if the protective functions (such as out-of-step functions or loss-of-field functions) operate due to an impending or actual loss of synchronism or, for asynchronous generating units, due to instability in power conversion control equipment.
 - Generating unit(s) may trip if clearing a system fault necessitates disconnecting (a) generating unit(s).
 - Generating unit(s) may trip within a portion of the “no trip zone” of PRC-024 Attachment 1 for documented and communicated regulatory or equipment limitations in accordance with Requirement R3.

Rationale for Footnotes 24 and 46

The SDT has determined it is appropriate to require that protective relay settings applied on both the individual generating units and aggregating equipment (including any non-Bulk Electric System collection system equipment) are set respecting within the “no trip zone” referenced in the requirements to maintain reliability of the BES. If any of the protective relay settings applied on these elements of the facility were to be excluded from this standard, the potential would exist for portions of or the entire generating capacity of the dispersed power producing facility to be lost during a voltage or frequency excursion.

- R2. Each Generator Owner that has generator voltage protective relaying³ activated to trip its applicable generating unit(s) shall set its protective relaying such that the generator voltage protective relaying does not trip the applicable generating unit(s) as a result of a

³ Each Generator Owner is not required to have frequency or voltage protective relaying (including but not limited to frequency and voltage protective functions for discrete relays, volts per hertz relays evaluated at nominal frequency, multi-function protective devices or protective functions within control systems that directly trip or provide tripping signals to the generator based on frequency or voltage inputs) installed or activated on its unit.

⁴ For frequency protective relays associated with dispersed power producing resources identified through Inclusion I4 of the Bulk Electric System definition, this requirement applies to frequency protective relays applied on the individual generating unit of the dispersed power producing resources, as well as frequency protective relays applied on equipment from the individual generating unit of the dispersed power producing resource up to the point of interconnection.

voltage excursion (at the point of interconnection⁵) caused by an event on the transmission system external to the generating plant that remains within the “no trip zone” of PRC-024 Attachment 2.⁶ If the Transmission Planner allows less stringent voltage relay settings than those required to meet PRC-024 Attachment 2, then the Generator Owner shall set its protective relaying within the voltage recovery characteristics of a location-specific Transmission Planner’s study. Requirement R2 is subject to the following exceptions: *[Violation Risk Factor: Medium] [Time Horizon: Long-term Planning]*

- Generating unit(s) may trip in accordance with a Special Protection System (SPS) or Remedial Action Scheme (RAS).
- Generating unit(s) may trip if clearing a system fault necessitates disconnecting (a) generating unit(s).
- Generating unit(s) may trip by action of protective functions (such as out-of-step functions or loss-of-field functions) that operate due to an impending or actual loss of synchronism or, for asynchronous generating units, due to instability in power conversion control equipment.
- Generating unit(s) may trip within a portion of the “no trip zone” of PRC-024 Attachment 2 for documented and communicated regulatory or equipment limitations in accordance with Requirement R3.

R3. Each Generator Owner shall document each known regulatory or equipment limitation⁷ that prevents an applicable generating unit with generator frequency or voltage protective relays from meeting the relay setting criteria in Requirements R1 or R2 including (but not limited to) study results, experience from an actual event, or manufacturer’s advice. *[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Long-term Planning]*

3.1. The Generator Owner shall communicate the documented regulatory or equipment limitation, or the removal of a previously documented regulatory or equipment limitation, to its Planning Coordinator and Transmission Planner within 30 calendar days of any of the following:

- Identification of a regulatory or equipment limitation.
- Repair of the equipment causing the limitation that removes the limitation.

⁵ For the purposes of this standard, point of interconnection means the transmission (high voltage) side of the generator step-up or collector transformer.

⁶ For voltage protective relays associated with dispersed power producing resources identified through Inclusion I4 of the Bulk Electric System definition, this requirement applies to voltage protective relays applied on the individual generating unit of the dispersed power producing resources, as well as voltage protective relays applied on equipment from the individual generating unit of the dispersed power producing resource up to the point of interconnection.

⁷ Excludes limitations that are caused by the setting capability of the generator frequency and voltage protective relays themselves but does not exclude limitations originating in the equipment that they protect.

- Replacement of the equipment causing the limitation with equipment that removes the limitation.
 - Creation or adjustment of an equipment limitation caused by consumption of the cumulative turbine life-time frequency excursion allowance.
- R4.** Each Generator Owner shall provide its applicable generator protection trip settings associated with Requirements R1 and R2 to the Planning Coordinator or Transmission Planner that models the associated unit within 60 calendar days of receipt of a written request for the data and within 60 calendar days of any change to those previously requested trip settings unless directed by the requesting Planning Coordinator or Transmission Planner that the reporting of relay setting changes is not required.
[Violation Risk Factor: Lower] [Time Horizon: Operations Planning]

C. Measures

- M1.** Each Generator Owner shall have evidence that generator frequency protective relays have been set in accordance with Requirement R1 such as dated setting sheets, calibration sheets or other documentation.
- M2.** Each Generator Owner shall have evidence that generator voltage protective relays have been set in accordance with Requirement R2 such as dated setting sheets, voltage-time curves, calibration sheets, coordination plots, dynamic simulation studies or other documentation.
- M3.** Each Generator Owner shall have evidence that it has documented and communicated any known regulatory or equipment limitations (excluding limitations noted in footnote 3) that resulted in an exception to Requirements R1 or R2 in accordance with Requirement R3 such as a dated email or letter that contains such documentation as study results, experience from an actual event, or manufacturer's advice.
- M4.** Each Generator Owner shall have evidence that it communicated applicable generator protective relay trip settings in accordance with Requirement R4, such as dated e-mails, correspondence or other evidence and copies of any requests it has received for that information.

D. Compliance

1. Compliance Monitoring Process

1.1. Compliance Enforcement Authority

The Regional Entity shall serve as the Compliance Enforcement Authority (CEA) unless the applicable entity is owned, operated, or controlled by the Regional Entity. In such cases, the ERO or a Regional Entity approved by FERC or other applicable governmental authority shall serve as the CEA.

1.2. Data Retention

The following evidence retention periods identify the period of time an entity is required to retain specific evidence to demonstrate compliance. For instances where

the evidence retention period specified below is shorter than the time since the last audit, the Compliance Enforcement Authority may ask an entity to provide other evidence to show that it was compliant for the full time period since the last audit.

The Generator Owner shall retain evidence of compliance with Requirement R1 through R4; for 3 years or until the next audit, whichever is longer.

If a Generator Owner is found non-compliant, the Generator Owner shall keep information related to the non-compliance until mitigation is complete and approved for the time period specified above, whichever is longer.

The Compliance Enforcement Authority shall keep the last audit records and all requested and submitted subsequent audit records.

1.3. Compliance Monitoring and Assessment Processes

Compliance Audit

Self-Certification

Spot Checking

Compliance Investigation

Self-Reporting

Complaint

1.4. Additional Compliance Information

None

2. Violation Severity Levels

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
R1	N/A	N/A	N/A	The Generator Owner that has frequency protection activated to trip a generating unit, failed to set its generator frequency protective relaying so that it does not trip within the criteria listed in Requirement R1 unless there is a documented and communicated regulatory or equipment limitation per Requirement R3.
R2	N/A	N/A	N/A	The Generator Owner with voltage protective relaying activated to trip a generating unit, failed to set its voltage protective relaying so that it does not trip as a result of a voltage excursion at the point of interconnection, caused by an event external to the plant per the criteria specified in Requirement R2 unless there is a documented and communicated regulatory or equipment limitation per Requirement R3.
R3	The Generator Owner documented the known non-protection system equipment limitation that prevented it from meeting the criteria in Requirement R1 or R2 and communicated the documented	The Generator Owner documented the known non-protection system equipment limitation that prevented it from meeting the criteria in Requirement R1 or R2 and communicated the documented	The Generator Owner documented the known non-protection system equipment limitation that prevented it from meeting the criteria in Requirement R1 or R2 and communicated the documented	The Generator Owner failed to document any known non-protection system equipment limitation that prevented it from meeting the criteria in Requirement R1 or R2.

Standard PRC-024-21 — Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings

R #	Lower VSL	Moderate VSL	High VSL	Severe VSL
	limitation to its Planning Coordinator and Transmission Planner more than 30 calendar days but less than or equal to 60 calendar days of identifying the limitation.	limitation to its Planning Coordinator and Transmission Planner more than 60 calendar days but less than or equal to 90 calendar days of identifying the limitation.	limitation to its Planning Coordinator and Transmission Planner more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of identifying the limitation.	OR The Generator Owner failed to communicate the documented limitation to its Planning Coordinator and Transmission Planner within 120 calendar days of identifying the limitation.
R4	The Generator Owner provided its generator protection trip settings more than 60 calendar days but less than or equal to 90 calendar days of any change to those trip settings. OR The Generator Owner provided trip settings more than 60 calendar days but less than or equal to 90 calendar days of a written request.	The Generator Owner provided its generator protection trip settings more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of any change to those trip settings. OR The Generator Owner provided trip settings more than 90 calendar days but less than or equal to 120 calendar days of a written request.	The Generator Owner provided its generator protection trip settings more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of any change to those trip settings. OR The Generator Owner provided trip settings more than 120 calendar days but less than or equal to 150 calendar days of a written request.	The Generator Owner failed to provide its generator protection trip settings within 150 calendar days of any change to those trip settings. OR The Generator Owner failed to provide trip settings within 150 calendar days of a written request.

E. Regional Variances

None

F. Associated Documents

None

Version History

Version	Date	Action	Change Tracking
1	May 9, 2013	Adopted by the NERC Board of Trustees	

Standard PRC-024-~~21~~ — Generator Frequency and Voltage Protective Relay Settings

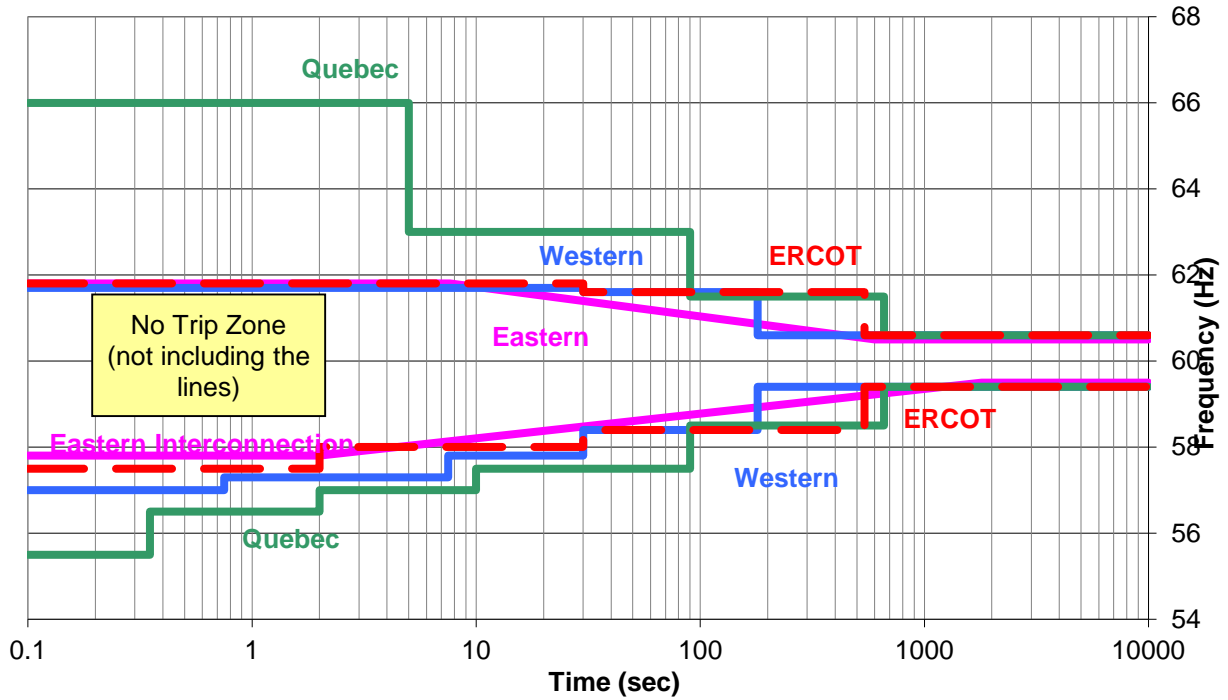
<u>1</u>	<u>March 20, 2014</u>	<u>FERC Order issued approving PRC-024-1. (Order becomes effective on 7/1/16.)</u>	
<u>2</u>	<u>February 12, 2015</u>	<u>Adopted by the NERC Board of Trustees</u>	<u>Standard revised in Project 2014-01: Applicability revised to clarify application of requirements to BES dispersed power producing resources</u>

G. References

1. “The Technical Justification for the New WECC Voltage Ride-Through (VRT) Standard, A White Paper Developed by the Wind Generation Task Force (WGTF),” dated June 13, 2007, a guideline approved by WECC Technical Studies Subcommittee.

PRC-024 — Attachment 1

OFF NOMINAL FREQUENCY CAPABILITY CURVE



Curve Data Points:

Eastern Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (sec)
≥61.8	Instantaneous trip	≤57.8	Instantaneous trip
≥60.5	$10^{(90.935-1.45713*f)}$	≤59.5	$10^{(1.7373*f-100.116)}$
<60.5	Continuous operation	> 59.5	Continuous operation

Western Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (sec)
≥61.7	Instantaneous trip	≤57.0	Instantaneous trip
≥61.6	30	≤57.3	0.75
≥60.6	180	≤57.8	7.5
<60.6	Continuous operation	≤58.4	30
		≤59.4	180
		>59.4	Continuous operation

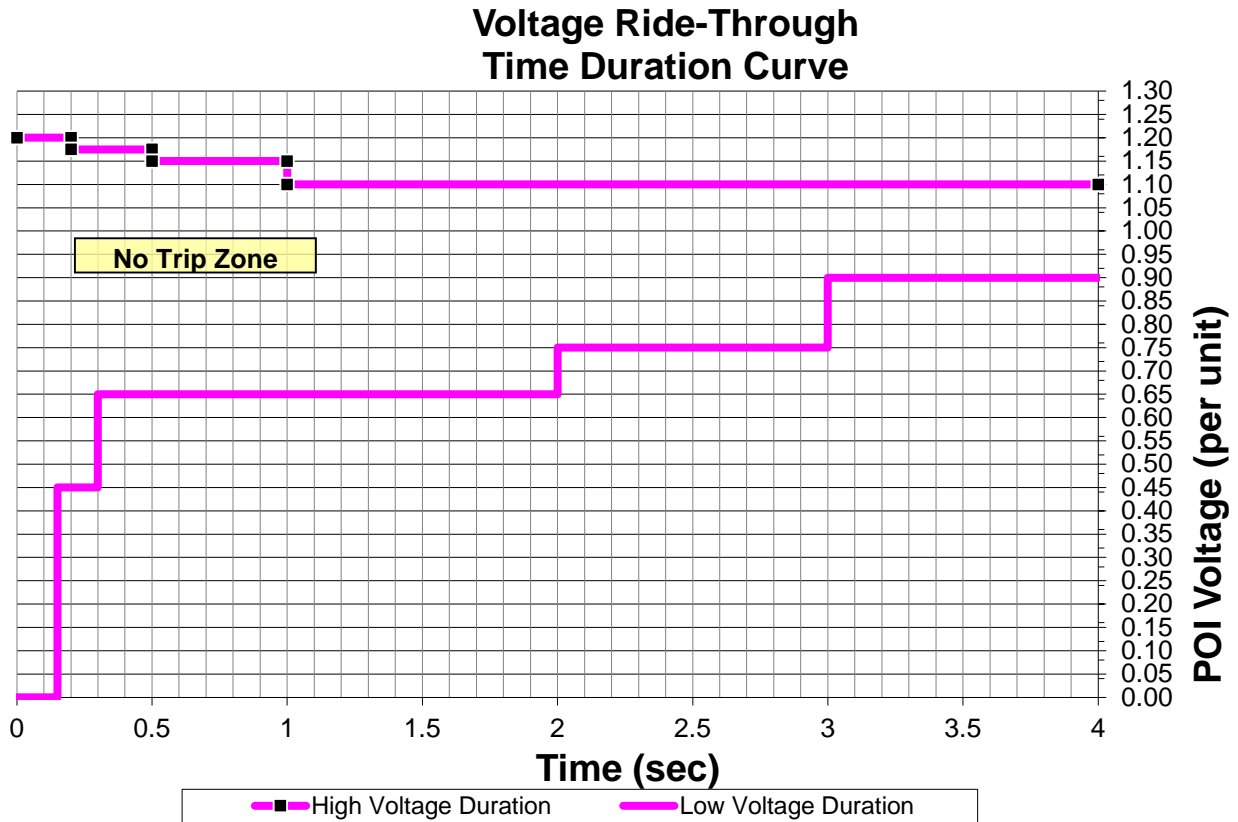
Quebec Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (Sec)
>66.0	Instantaneous trip	<55.5	Instantaneous trip
≥63.0	5	≤56.5	0.35
≥61.5	90	≤57.0	2
≥60.6	660	≤57.5	10
<60.6	Continuous operation	≤58.5	90
		≤59.4	660
		>59.4	Continuous operation

ERCOT Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Time (Sec)	Frequency (Hz)	Time (sec)
≥61.8	Instantaneous trip	≤57.5	Instantaneous trip
≥61.6	30	≤58.0	2
≥60.6	540	≤58.4	30
<60.6	Continuous operation	≤59.4	540
		>59.4	Continuous operation

PRC-024— Attachment 2



Ride Through Duration:

High Voltage Ride Through Duration		Low Voltage Ride Through Duration	
Voltage (pu)	Time (sec)	Voltage (pu)	Time (sec)
≥1.200	Instantaneous trip	<0.45	0.15
≥1.175	0.20	<0.65	0.30
≥1.15	0.50	<0.75	2.00
≥1.10	1.00	<0.90	3.00

Voltage Ride-Through Curve Clarifications

Curve Details:

1. The per unit voltage base for these curves is the nominal operating voltage specified by the Transmission Planner in the analysis of the reliability of the Interconnected Transmission Systems at the point of interconnection to the Bulk Electric System (BES).
2. The curves depicted were derived based on three-phase transmission system zone 1 faults with Normal Clearing not exceeding 9 cycles. The curves apply to voltage excursions regardless of the type of initiating event.
3. The envelope within the curves represents the cumulative voltage duration at the point of interconnection with the BES. For example, if the voltage first exceeds 1.15 pu at 0.3 seconds after a fault, does not exceed 1.2 pu voltage, and returns below 1.15 pu at 0.4 seconds, then the cumulative time the voltage is above 1.15 pu voltage is 0.1 seconds and is within the no trip zone of the curve.
4. The curves depicted assume system frequency is 60 Hertz. When evaluating Volts/Hertz protection, you may adjust the magnitude of the high voltage curve in proportion to deviations of frequency below 60 Hz.
5. Voltages in the curve assume minimum fundamental frequency phase-to-ground or phase-to-phase voltage for the low voltage duration curve and the greater of maximum RMS or crest phase-to-phase voltage for the high voltage duration curve.

Evaluating Protective Relay Settings:

1. Use either the following assumptions or loading conditions that are believed to be the most probable for the unit under study to evaluate voltage protection relay setting calculations on the static case for steady state initial conditions:
 - a. All of the units connected to the same transformer are online and operating.
 - b. All of the units are at full nameplate real-power output.
 - c. Power factor is 0.95 lagging (i.e. supplying reactive power to the system) as measured at the generator terminals.
 - d. The automatic voltage regulator is in automatic voltage control mode.
2. Evaluate voltage protection relay settings assuming that additional installed generating plant reactive support equipment (such as static VAr compensators, synchronous condensers, or capacitors) is available and operating normally.
3. Evaluate voltage protection relay settings accounting for the actual tap settings of transformers between the generator terminals and the point of interconnection.

Guidelines and Technical Basis

Rationale:

During development of this standard, text boxes were embedded within the standard to explain the rationale for various parts of the standard. Upon BOT approval, the text from the rationale text boxes was moved to this section.

Rationale for Footnotes 4 and 6

The SDT has determined it is appropriate to require that protective relay settings applied on both the individual generating units and aggregating equipment (including any non-Bulk Electric System collection system equipment) are set respecting the “no-trip zone” referenced in the requirements to maintain reliability of the BES. If any of the protective relay settings applied on these elements of the facility were to be excluded from this standard, the potential would exist for portions of or the entire generating capacity of the dispersed power producing facility to be lost during a voltage or frequency excursion.

A. Introduction

1. **Titre :** Exploitation des groupes de production pour le maintien des programmes de tension sur le réseau
2. **Numéro :** VAR-002-~~34.1~~
3. **Objet :** Donner l'assurance que les groupes de production assurent un réglage adéquat de la puissance réactive et de la tension, compte tenu de la capacité des *installations* de production, afin de protéger l'équipement et d'assurer l'exploitation fiable de l'*Interconnexion*.
4. **Applicabilité**
 - 4.1. *Exploitant d'installation de production*
 - 4.2. *Propriétaire d'installation de production*
5. **Date d'entrée en vigueur**

~~La norme entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date d'approbation de la norme par un organisme gouvernemental pertinent, sauf dispositions contraires dans un territoire où l'entrée en vigueur d'une norme nécessite l'approbation par une autorité pertinente. Dans un territoire où l'approbation par un organisme gouvernemental pertinent n'est pas nécessaire, la norme VAR-002-3 entre en vigueur le premier jour du premier trimestre civil à survenir après la date de son adoption par le Conseil d'administration de la NERC, sauf dispositions contraires dans ce territoire.~~

Voir le plan de mise en œuvre de la norme.

B. Exigences et mesures

- E1.** L'exploitant d'installation de production doit exploiter chaque groupe de production raccordé au réseau de transport interconnecté en mode de régulation de tension automatique (~~avec~~ le régulateur de tension automatique est en fonction et réglant il règle la tension) ou dans un mode de régulation différent ~~tel que prescrit par~~ selon les instructions de l'exploitant de réseau de transport, sauf : 1) si le groupe de production est exempté par l'exploitant de réseau de transport, ou 2) si l'exploitant d'installation de production a avisé l'exploitant de réseau de transport d'une des situations suivantes : [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]
- le groupe de production fonctionne en mode de démarrage¹, de mise à l'arrêt² ou d'essai, conformément à une communication en *temps réel* ou à une procédure soumise et transmise précédemment à l'exploitant de réseau de transport ; ou
 - le groupe de production ne fonctionne ni en mode de régulation de tension automatique, ni dans le mode de régulation demandé par l'exploitant de réseau de transport, pour une raison autre que le démarrage, la mise à l'arrêt ou des essais.
- M1.** L'exploitant d'installation de production doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer attestant qu'il a avisé ~~son exploitant~~ l'exploitant de réseau de transport correspondant chaque fois qu'il n'a pas pu exploiter un groupe de production en mode de réglage-régulation de tension automatique ~~de tension~~ ou dans un mode de régulation différent, ~~dans les situations indiquées à~~ selon l'exigence E1. Si un groupe de production est démarré en démarrage ou mis en mise à l'arrêt sans réglage la régulation de tension automatique ~~de tension~~, ou s'il est en mode d'essai, et que l'exploitant de réseau de transport n'est pas avisé de l'état du régulateur de tension automatique, l'exploitant d'installation de production doit avoir des pièces justificatives permettant de montrer attestant qu'il a avisé l'exploitant de réseau de transport de sa procédure d'établissement du mode de régulation de tension automatique conformément à selon l'exigence E1. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, un document daté attestant la transmission de la procédure, ~~telles qu'un~~ comme un courriel ou une lettre auquel est jointe la procédure. Si un groupe de production est exempté, l'exploitant d'installation de production doit aussi avoir des pièces justificatives permettant de montrer attestant que le groupe de production est exempté d'être du fonctionnement en mode de

-
1. On considère que le démarrage est terminé lorsque le groupe de production a atteint sa valeur de charge minimale alimentable en continu et qu'il est prêt pour un fonctionnement continu.
 2. On considère que la mise à l'arrêt commence lorsque la puissance du groupe de production a été réduite jusqu'à la charge minimale alimentable en continu et que le groupe est prêt à être mis hors réseau.

régulation de tension automatique (~~avec~~ le régulateur de tension automatique est en service et ~~réglant~~ il règle la tension).

E2. Sauf si l'*exploitant de réseau de transport* l'en a exempté, chaque *exploitant d'installation de production* doit maintenir le programme de tension ou de *puissance réactive*³ de son ou ses groupes de production (compte tenu de la capacité de chaque *installation* de production⁴) fourni par l'*exploitant de réseau de transport* ~~ou~~ autrement, à défaut de quoi il doit satisfaire aux exigences de notification en cas d'écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*. [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

2.1. Si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit utiliser un autre moyen pour régler la puissance réactive du groupe afin de respecter le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant du réseau de transport*.

2.2. Quand il lui est ordonné de modifier la tension, l'*exploitant d'installation de production* doit exécuter la demande ou expliquer pourquoi il n'est pas possible de respecter le programme.

2.3. Les *exploitants d'installation de production* qui ne surveillent pas la tension au point prescrit par leur programme de tension doivent utiliser une méthode appropriée pour convertir la tension programmée par leur *exploitant de réseau de transport* en une valeur applicable au point où la tension est effectivement mesurée.

M2. Afin de détecter si un groupe de production s'écarte de son programme, l'*exploitant d'installation de production* doit surveiller la tension d'après l'équipement existant dans son *installation*. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives ~~permettant de montrer~~ attestant que le groupe de production a maintenu le programme de tension ou de *puissance réactive* fourni par l'*exploitant de réseau de transport*, ou ~~doit~~ avoir des pièces justificatives ~~permettant de montrer~~ que attestant qu'il a suivi les exigences de notification des écarts par rapport au programme de tension ou de *puissance réactive* ~~ont été suivies.~~

Ces pièces justificatives peuvent comprendre, sans s'y limiter, des journaux d'exploitation, des données SCADA, des relevés téléphoniques ou d'autres indications

3. Le programme de tension ou de *puissance réactive* est une valeur cible avec plage de tolérance ou une fourchette ~~plage~~ de tension ou de *puissance réactive* communiquée par l'*exploitant de réseau de transport* à l'*exploitant d'installation de production*.

4. La capacité d'une *installation* de production peut être établie au moyen d'un essai ou autrement, et peut parfois être insuffisante pour amener la tension du réseau à l'intérieur de la plage de tolérance du programme. En outre, quand un groupe de production fonctionne en régulation manuelle, la capacité de *puissance réactive* peut changer en fonction de la stabilité.

de notifications transmises à l'*exploitant de réseau de transport* ou attestant que l'*exploitant d'installation de production* s'est conformé aux directives de l'*exploitant de réseau de transport* en cas d'écart par rapport au programme de tension ou de puissance réactive.

Aux fins de l'alinéa 2.1, si le régulateur de tension automatique d'un groupe de production est hors service ou si le groupe n'est pas équipé d'un tel régulateur de tension automatique, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives ~~permettant de montrer~~attestant qu'un autre moyen a été utilisé afin de régler la puissance réactive du groupe de façon à respecter le programme de tension ou de puissance réactive ~~imposé~~fourni par l'*exploitant de réseau de transport*.

Aux fins de l'alinéa 2.2, l'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives ~~permettant de montrer~~attestant qu'il ~~s'est conformé à~~exécuté la demande de l'*exploitant de réseau de transport* de modifier ~~sa~~la tension, ou qu'il a expliqué à l'*exploitant de réseau de transport* pourquoi il n'a pas pu le faire. Ces pièces justificatives peuvent comprendre, ~~sans s'y limiter~~, des journaux d'exploitation, des données SCADA ou des relevés téléphoniques.

Aux fins de l'alinéa 2.3, ~~pour les exploitants~~l'exploitant d'installation de production qui ne ~~surveillent~~surveille pas la tension au point prescrit par le programme de tension, ~~l'exploitant d'installation de production~~ doit démontrer la méthode qu'il utilise pour convertir la tension programmée par son *exploitant de réseau de transport* à la tension au point surveillé par l'*exploitant d'installation de production*.

- E3.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* de tout changement d'état du régulateur de tension automatique, du stabilisateur de puissance ou de tout autre dispositif de régulation de tension dans les 30 minutes suivant ce changement. Si l'état initial est rétabli dans les 30 minutes suivant ce changement, ~~l'exploitant~~l'exploitant d'installation de production n'est pas tenu d'aviser ~~l'exploitant~~l'exploitant de réseau de transport du changement d'état. [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

M2-M3. L'*exploitant d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives ~~permettant de montrer~~attestant qu'il a avisé son *exploitant de réseau de transport* dans les 30 minutes suivant tout changement d'état visé par l'exigence E3. Si l'état est rétabli dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

- E4.** Chaque *exploitant d'installation de production* doit aviser son *exploitant de réseau de transport* dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive dû à des facteurs autres qu'un changement d'état décrit à l'exigence E3. Si la capacité initiale ~~a été~~est rétablie dans les 30 minutes suivant la constatation de l'*exploitant d'installation de production*, alors l'*exploitant d'installation de production* n'est pas tenu d'informer ~~l'exploitant~~l'exploitant de réseau de transport du changement de puissance réactive. ~~f.~~ [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : moyen] [Horizon : exploitation en temps réel]

- La déclaration du changement d'état ou de capacité prescrite à l'exigence E4 ne s'appliquent pas aux groupes de production individuels des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du système de production-transport d'électricité.

~~M3-M4.~~ L'exploitant d'installation de production doit avoir des pièces justificatives ~~permettant de montrer~~ attestant qu'il a avisé son exploitant de réseau de transport dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité de puissance réactive selon l'exigence E4. Si ~~l'état~~ la capacité est ~~rétabli~~ rétablie dans les 30 minutes, aucun avis n'est nécessaire.

E5. Le propriétaire d'installation de production doit fournir ce qui suit à son exploitant de réseau de transport et à son planificateur de réseau de transport, dans les 30 jours suivant une demande ~~de~~ [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : exploitation en temps réel] ~~de~~

5.1. Pour les transformateurs élévateurs de tension et les transformateurs auxiliaires⁵ dont la tension primaire est égale ou supérieure à la tension aux bornes du groupe de production :

5.1.1. les réglages de prise ;

5.1.2. les plages de prise fixe disponibles ;

5.1.3. les données d'impédance.

~~M4-M5.~~ Le propriétaire d'installation de production doit avoir les pièces justificatives ~~permettant de montrer~~ attestant qu'il a fourni à son exploitant de réseau de transport et à son planificateur de réseau de transport ~~correspondant~~ les renseignements sur ~~ses~~ les transformateurs élévateurs et les transformateurs auxiliaires prescrits ~~à l'exigence 5, aux~~ alinéas 5.1.1 à 5.1.3 ~~à l'intérieur de l'exigence 5 dans les~~ 30 jours civils.

E6. Après avoir consulté l'exploitant de réseau de transport sur une modification à apporter aux prises d'un transformateur élévateur, le propriétaire d'installation de production doit veiller à modifier les réglages de prise conformément aux prescriptions de l'exploitant de réseau de transport, sauf si une telle intervention est de nature à compromettre la sécurité, les caractéristiques assignées d'un équipement, une exigence réglementaire ou une obligation légale. [Facteur de risque de ~~la~~ non-conformité (VRF) : faible] [Horizon : exploitation en temps réel]

6.1. Si le propriétaire d'installation de production ne peut pas se conformer aux prescriptions de l'exploitant de réseau de transport, il doit aviser l'exploitant de réseau de transport et lui présenter une justification technique.

5. Dans le cas de ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du système de production-transport d'électricité, cette exigence s'applique seulement aux transformateurs dont au moins un des enroulements est à une tension de 100 kV ou plus.

~~M5-M6.~~ Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir les pièces justificatives ~~permettant de montrer~~ attestant que les prises de ses transformateurs élévateurs ont été modifiées d'après la documentation de l'*exploitant de réseau de transport*, conformément à l'exigence E6. ~~S'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées,~~ Le *propriétaire d'installation de production* doit avoir des pièces justificatives attestant qu'il ~~en~~ a avisé son *exploitant de réseau de transport*, s'il n'a pas pu exécuter les modifications demandées conformément à l'alinéa 6.1 de l'exigence ~~R6-1E6~~.

C. Conformité

1. Processus de surveillance de la conformité

1.1. Responsable de la surveillance de l'application des normes

Selon la définition des règles de procédure de la NERC, le terme « responsable de la surveillance de l'application des normes » désigne la NERC ou l'*entité régionale* dans leurs rôles respectifs de surveillance de l'application des normes de fiabilité de la NERC.

1.2. Conservation des pièces justificatives

Les périodes de conservation des pièces justificatives indiquées ci-après établissent la durée pendant laquelle une entité est tenue de conserver certaines pièces justificatives afin de démontrer sa conformité. Dans les cas où la période de conservation indiquée est plus courte que le temps écoulé depuis l'audit le plus récent, le responsable de la surveillance de l'application des normes peut demander à l'entité de fournir d'autres pièces justificatives attestant sa conformité pendant la période complète écoulée depuis l'audit le plus récent.

Le *propriétaire d'installation de production* doit conserver la dernière plus récente version de la documentation relative à ses transformateurs élévateurs et auxiliaires. L'*exploitant d'installation de production* doit conserver toute autre pièce justificative pour les années civiles courante et précédente.

Le *responsable de la surveillance de la conformité* doit conserver toutes les données de vérification pendant trois ans.

1.3. Processus de surveillance et d'évaluation de la conformité

L'expression « processus de surveillance et d'évaluation de la conformité » désigne la liste des processus qui serviront à évaluer les données ou l'information afin de déterminer les résultats de conformité à la norme de fiabilité.

1.4. Autres informations sur la conformité

Aucune

Tableau des éléments de conformité

E# Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E1	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	À moins d'avoir été exempté de le faire, l'exploitant d'installation de production n'a pas exploité chacun de groupes <u>chaque groupe</u> de production raccordés <u>raccordé</u> au réseau de transport interconnecté en mode de réglage <u>régulation</u> de tension automatique ou dans un mode de réglage différent tel que prescrit par <u>selon les instructions de</u> l'exploitant de réseau de transport, et <u>il</u> n'a pas avisé l'exploitant de réseau de transport dans une situation visée par l'exigence E1.
E2	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	L'exploitant d'installation de production n'a pas une méthode de conversion lorsqu'il surveille la tension à un point autre que celui spécifié dans le programme de l'exploitant de réseau de transport.	L'exploitant d'installation de production n'a pas respecté le programme de tension ou de puissance réactive tel qu'ordonné <u>fourni</u> par l'exploitant de réseau de transport, et <u>il</u> n'a pas transmis les notifications prescrites par l'exploitant de réseau de transport.

E# Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
						<p>OU</p> <p><i>L'exploitant d'installation de production n'avait pas de régulateur de tension automatique en service, et l'entité responsable n'a pas utilisé d'un autre moyen pour respecter le programme de tension.</i></p> <p>OU</p> <p><i>L'exploitant d'installation de production n'a pas modifié la tension tel qu'ordonné, selon les <u>instructions</u> et l'entité responsable n'a pas fourni d'explication.</i></p>
E3	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<i>L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans les 30 minutes suivant un changement d'état.</i>
E4	Exploitation en temps réel	Moyen	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<i>L'exploitant d'installation de production n'a pas transmis la notification prescrite dans un délai de 30 minutes après avoir constaté un changement de capacité.</i>

E# Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E5	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Le propriétaire d'installation de production a omis de fournir à son exploitant de réseau de transport correspondant et à son planificateur de réseau de transport un des types de données prescrits à l'exigence 5,aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 <u>de l'exigence 5.</u>	Le propriétaire d'installation de production a omis de fournir à son exploitant de réseau de transport correspondant et à son planificateur de réseau de transport au moins deux des types de données prescrits à l'exigence 5,aux alinéas 5.1.1, 5.1.2 et 5.1.3 <u>de l'exigence 5.</u>

E# Ex.	Horizon	VRF	Niveaux de gravité de la non-conformité			
			VSL faible	VSL modéré	VSL élevé	VSL critique
E6	Exploitation en temps réel	Faible	Sans objet	Sans objet	Sans objet	<p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas veillé à ce que les réglages de prise soient modifiés selon les prescriptions de l'exploitant de réseau de transport.</p> <p>OU</p> <p>Le propriétaire d'installation de production n'a pas modifié <u>omis de modifier</u> les réglages de prise et le propriétaire d'installation de production n'a pas fourni <u>présenté</u> de justification technique pour expliquer pourquoi il ne pouvait pas se conformer aux spécifications <u>prescriptions</u> de l'exploitant de réseau de transport.</p>

D. Différences régionales

Aucune

E. Interprétations

Aucune

F. Documents connexes

Aucun

Historique des versions

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
1	1 ^{er} mai 2006	Ajout de « [E2] » à la fin des niveaux de non-conformité 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 et 2.4.3.	5 juillet 2006
1a	19 décembre 2007	Ajout de l'Annexe 1 – Interprétation des exigences E1 et E2 approuvée par le Conseil d'administration le 1 ^{er} août 2007.	Révision
1a	16 janvier 2007	Dans la section A.2, « a » ajouté à la fin du numéro de norme. Section F, « 1 » ajouté et date ajoutée.	Erratum
1.1a	29 octobre 2008	Adoption des errata par le Conseil d'administration ; numéro de version mis à jour à « 1.1a ».	Erratum
1.1b	3 mars 2009	Ajout de l'Annexe 2 – Interprétation de la norme VAR-002-1.1a approuvée par le Conseil d'administration le 10 février 2009.	Révision
2b	16 août 2012 <u>avril 2013</u>	Modification de l'exigence E1 en réponse à une demande d'interprétation. Ajout des VRF, des horizons et des VSL approuvés précédemment. Modification de l'exigence E2 pour l'harmoniser avec l'exigence E4 de la norme VAR-001-2. Émission d'une Ordonnance de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b. Adoption par le Conseil d'administration.	Révision

Version	Date	Intervention	Suivi des modifications
<u>3</u>	<u>5 mai 2014</u>	<u>Révision dans le cadre du projet 2013-04 en réponse à des prescriptions de l'Ordonnance 693.</u>	<u>Révision</u>
<u>3</u>	<u>7 mai 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	
<u>3</u>	<u>1^{er} août 2014</u>	<u>Approbation par la FERC dans le cadre du dossier RD14-11-000.</u>	
<u>4</u>	<u>27 août 2014</u>	<u>Révision dans le cadre du projet 2014-01 afin de clarifier l'applicabilité des exigences aux ressources de production décentralisées du BES.</u>	<u>Révision</u>
<u>4</u>	<u>13 novembre 2014</u>	<u>Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.</u>	
2b4	16 avril 2013 <u>29 mai 2015</u>	Émission d'une ordonnance <u>Approbation de la FERC approuvant la norme VAR-002-2b-4 par la FERC dans le cadre du dossier RD15-3-000.</u>	
<u>4.1</u>	<u>14 juin 2017</u>	<u>Recommandations de corrections du projet 2016-EPR-02.</u>	<u>Erratum</u>
34.1	6 mai 2014 <u>10 août 2017</u>	Adoption par le Conseil d'administration de la NERC.	<u>Erratum</u>
34.1	1^{er} août 2014 <u>26 septembre 2017</u>	Émission d'une ordonnance <u>Approbation de la FERC approuvant la norme VAR-002-3-4.1 par la FERC, dossier RD17-7-000.</u>	

Principes directeurs et fondements techniques

~~Le fondement technique de chacune des exigences est exposé à la rubrique « Justification » correspondante.~~

Justifications

Pendant l'élaboration de la présente norme, des boîtes de texte ont été incorporées à celle-ci pour exposer la justification de ses diverses parties. Après l'approbation par le Conseil d'administration, le contenu de ces zones de texte a été transféré ci-après.

Justification de l'exigence E1

Cette exigence a été maintenue, vu l'importance d'exploiter un groupe de production avec son régulateur de tension automatique en fonction et en mode de ~~réglagulation~~régulation de la tension ou dans un mode prescrit par le *TOP*. Cependant, l'exigence a été modifiée pour permettre les essais, et la mesure correspondante a été modifiée par l'ajout de certaines pièces justificatives qui peuvent être utilisées à des fins de conformité.

Justification de l'exigence E2

L'exigence E2 spécifie en détail comment l'*exploitant d'installation de production (GOP)* exploite son ou ses groupes afin d'assurer la stabilité de la tension, et indique dans quels cas le *GOP* doit transmettre une notification ~~au TOP à l'exploitant de réseau de transport (TOP)~~. Soucieuse d'éviter désormais des exigences normatives de notification qui s'appliqueraient à l'ensemble du continent, l'équipe de rédaction de la norme VAR-002-3 a choisi de laisser à chaque *TOP* le soin d'établir les exigences de notification pour chacun de ses *GOP* respectifs d'après les besoins du réseau. En outre, ~~une nouvelle~~un nouvel alinéa 2.3 précise que chaque *GOP* peut surveiller la tension au moyen de l'équipement actuel de ses installations ~~existantes~~.

~~Méthodologie~~Méthode de conversion : Il existe bien des façons de convertir le programme de tension d'un niveau de tension à un autre. Certaines entités peuvent choisir d'établir des courbes de régulation de tension pour leurs transformateurs ; d'autres, d'appliquer un simple coefficient ; d'autres, enfin, peuvent opter pour une méthode tout à fait différente. Aucune de ces méthodes n'est exempte de défis techniques, mais les études effectuées par le *TOP*, qui tiennent compte des contingences simples et des contingences doubles crédibles, devraient permettre de neutraliser l'erreur introduite par ces méthodes ; le *TOP* a d'ailleurs le pouvoir d'ordonner au *GOP*, s'il ne donne pas satisfaction, de modifier sa production. Pendant un événement sérieux dans le réseau, par exemple un effondrement de la tension, même un groupe de production en mode de ~~réglager~~régulation de tension automatique dont la commande est reliée au côté basse tension du transformateur élévateur pourra détecter l'événement à ce point de mesure et réagir en conséquence.

Tolérance du programme de tension : La tolérance associée à la tension cible d'un programme de tension doit tenir compte de la fluctuation anticipée de la tension dans l'*installation* du *GOP* en exploitation normale, et être basée sur l'évaluation par le *TOP* des contingences simples et des contingences doubles crédibles. Il ne faut pas confondre la plage de tolérance du programme de tension avec la bande morte programmée dans la commande du régulateur de tension automatique du *GOP*, laquelle doit agir sur le régulateur avant que l'une ou l'autre des limites de la bande de ~~réglager~~régulation du programme de tension ne soit atteinte.

Directives d'application

Justification de l'exigence E3

Cette exigence a été modifiée de façon à rendre facultative les notifications quand un régulateur de tension automatique cesse de fonctionner puis est remis en service rapidement ; Les notifications de ce type de changement d'état n'ont guère d'intérêt pour la fiabilité, et c'est pourquoi le *GOP* dispose désormais d'un délai de 30 minutes pour régler le problème avant d'être tenu d'aviser le *TOP* d'un changement d'état. L'exigence a aussi été modifiée afin de supprimer l'obligation de transmettre une estimation de la durée prévue du changement d'état.

Justification de l'exigence E4

Cette exigence correspond à la deuxième partie de l'exigence E3 ~~de la d'une~~ version précédente (VAR-002-2b). Elle permet aux *GOP* de ne déclarer le changement de capacité de puissance réactive qu'après l'avoir constaté. La version précédente ~~impose~~~~imposait~~ une notification dès que le changement survient, mais bien des *GOP* ne sont pas au courant d'un changement de capacité de puissance réactive tant qu'il n'a pas eu lieu.

Justification de l'exclusion à l'exigence E4

La norme VAR-002 concerne la régulation et la gestion des ressources de puissance réactive et vise à assurer la régulation de tension lorsque celle-ci a un impact sur le BES. Dans le cas des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4, l'exigence E4 ne s'applique pas aux groupes de production pris individuellement, étant donné les particularités et l'échelle réduite de ces ressources prises individuellement. En outre, d'autres normes, comme la norme TOP-003 proposée, exigent de l'exploitant d'installation de production qu'il fournisse des données en temps réel à la demande de l'exploitant de réseau de transport.

Justification de l'exigence E5

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque ~~d'affecter~~~~un effet sur~~ la puissance réactive produite par le groupe. L'exigence E4.1.4 (« plage de tension ~~+/-~~~~+/-~~ avec pas en pourcentage, dans le cas des transformateurs avec changeur de prise en charge ») de la version précédente (VAR-002-2b) a été retirée. ~~L'information de~~~~Le~~ pourcentage n'est pas nécessaire puisque les réglages de prise, les plages et l'impédance sont fournis et qu'on peut au besoin, à partir de ces données, calculer le pourcentage de l'échelon de variation.

Justification de l'exclusion à l'exigence ~~E6~~E5

L'exploitant de réseau de transport et le planificateur de réseau de transport ont seulement besoin d'examiner les réglages de prise, les plages de prise fixe disponibles, les données d'impédance et la plage de tension +/- avec pas en pourcentage des transformateurs avec changeur de prise en charge reliés aux principaux transformateurs élévateurs de groupe de production qui raccordent à leur réseau de transport des ressources de production décentralisées décrites à l'inclusion I4 de la définition du système de production-transport d'électricité. Les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ne sont pas destinés à améliorer la tension au point de raccordement, ni conçus ou installés à cette fin. En outre, les transformateurs des groupes individuels des ressources de production décentralisées ont généralement été exclus des exigences E4 et E5 de la norme VAR-002-2b (les exigences E5 et E6 de la norme VAR-002-3 sont semblables), car ils ne servent pas à améliorer la tension au point de raccordement.

Directives d'application

Justification de l'exigence E6

Cette exigence et la mesure correspondante ont été maintenues, car il est important d'avoir des réglages de prise exacts, sans quoi on risque ~~d'affecter~~ un effet sur la puissance réactive produite par le groupe.

